



**ITS**

Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE141599**

## **STRATEGI PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN RELAKSASI BATASAN DI SISTEM 500 KV JAWA-BALI**

Alneo Lesag Manggala Yudha  
NRP 2213105087

Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2015



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE141599**

## **STRATEGI PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN RELAKSASI BATASAN DI SISTEM 500 KV JAWA-BALI**

Alneo Lesag Manggala Yudha  
NRP 2213105087

Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2015





**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**FINAL PROJECT - TE141599**

***LOAD SHEDDING STRATEGIES USING RELAXATION OF  
RESTRICTIONS AT 500 KV SYSTEM OF JAVA-BALI***

Alneo Lesag Manggala Yudha  
NRP 2213105087

Supervisor  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT  
Faculty of Industrial Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya 2015

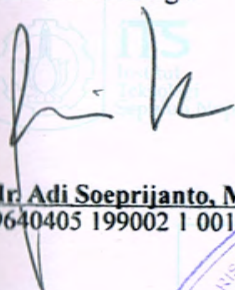
**STRATEGI PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN RELAKSASI  
BATASAN DI SISTEM 500 KV JAWA-BALI**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Jurusan Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Menyetujui :**

**Dosen Pembimbing I**

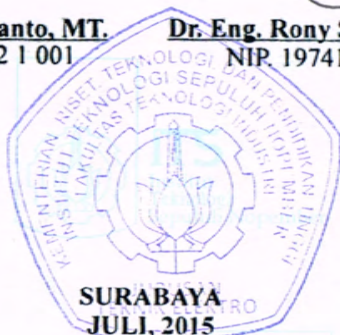


**Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.**  
NIP. 19640405 199002 1 001

**Dosen Pembimbing II**



**Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.**  
NIP. 19741129 200012 1 001



# Strategi Pelepasan Beban Menggunakan Relaksasi Batasan di Sistem 500 KV Jawa-Bali

Alneo Lesag Manggala Yudha  
2213 105 087

Dosen Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dosen Pembimbing II : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

## Abstrak:

Sistem operasi tenaga listrik memiliki tujuan utama untuk mengoptimalkan kontinuitas dan syarat ekonomis. Namun, kontingensi seperti saluran transmisi yang terlepas dapat menyebabkan nilai impedansi dan kapasitas saluran berubah. Sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban, menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai yang dibutuhkan karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Oleh sebab itu, pelepasan beban harus dilakukan. Selain itu, biaya pembangkitan termurah yang telah diperoleh ketika sistem dalam kondisi normal berubah menjadi lebih mahal ketika sistem terganggu. Pada tugas akhir ini digunakan solusi sebuah perumusan AC-*Optimal Power Flow* dengan fungsi objektif yang dapat meminimal total biaya pembangkitan dan pelepasan beban. Sementara itu untuk mengurangi jumlah daya yang dilepas, maka pelepasan beban diminimalkan dengan strategi relaksasi batasan. Strategi yang digunakan adalah dengan merelaksasi batas minimum tegangan pada bus beban dan dengan merelaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran. Hasil simulasi yang diperoleh menunjukkan bahwa ketika terjadi kontingensi saluran pada sistem 500 KV Jawa-Bali perlu dilakukan pelepasan beban sebanyak 421,2576 MW. Sementara itu dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi batasan, beban yang dilepas dapat diminimalkan menjadi 198,03 MW dan total biaya pembangkitan serta pelepasan beban saat kontingensi bisa diminimalkan dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.028.173.830,-.

**Kata kunci:** Kontingensi, Pelepasan Beban, AC-*Optimal Power Flow*, Relaksasi Batasan

# ***Load Shedding Strategies Using Relaxation of Restrictions at 500 KV System of Java-Bali***

Alneo Lesag Manggala Yudha  
2213 105 087

Supervisor I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Supervisor II : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

## ***Abstract:***

*The main objective of an electrical power operating system are to attempt for continuity and economic requirements. However, contingency such as separated transmission branch causes the change value of the impedance and the capacity of transmission branch. Actually, the power generation still can supply the load, but the capacity of transmission branch makes the power flow be limited. Therefore, the load shedding must be performed. In addition, the lowest generation costs have been obtained when the system is in normal conditions, turn out to be more expensive when there are contingency on the system. In this final project, a solution of AC-Optimal Power Flow used with the objective function to minimize total cost of generation and load shedding. Meanwhile, to reduce the load cut, the load shedding is minimized by using the relaxation of restriction strategies. The strategies are to relax the minimum restrictions of the voltage on the load bus and to relax of the maximum restrictions of power flow in the branch. The result of the simulation showed when contingency occurs on 500 KV System of Java-Bali, there are 421,2576 MW loads must be cut. Meanwhile, with the load shedding strategies using relaxation of restrictions, the detachable load can be minimized becomes 198,03 MW as well as the total cost of power generation and load shedding when contingency can be optimized from Rp 6.337.175.738,- becomes Rp 6.028.173.830,-.*

***Keywords:*** Contingency, Load Shedding, AC-Optimal Power Flow, Relaxation of Restrictions



## KATA PENGANTAR



Maha Suci Allah SWT, segala puji bagi-Nya, tiada Tuhan selain Dia. Dialah yang memiliki nama-nama indah, dan hanya Dialah yang Maha Kuasa atas segala sesuatu. Atas limpahan rahmat, kasih sayang serta ridho-Nya penulis bisa menyelesaikan buku Tugas Akhir dengan judul :

### **Strategi Pelepasan Beban Menggunakan Relaksasi Batasan di Sistem 500 KV Jawa-Bali**

Salawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, teladan utama bagi manusia dan rahmat bagi seluruh alam. Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Penulis berharap agar buku Tugas Akhir ini dapat selalu memberikan informasi dan manfaat bagi para pembaca. Kepada semua pihak yang telah berpartisipasi memberikan motivasi, petunjuk, bimbingan dan arahan, semoga Allah SWT memberikan taufik dan hidayah-Nya kepada kita semua. Amin.

Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT.
2. Kedua orang tua saya, Ibu Jahju Hartanti dan Bapak Nur Seto, serta kakak saya, Lesag Bayu Adha, yang senantiasa memberikan dukungan, tenaga, pikiran, waktu, motivasi, nasehat dan doa kepada penulis yang tiada henti.
3. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT., selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS.
4. Bapak Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT., selaku Dosen Pembimbing I Tugas Akhir yang selalu berbagi dan

memberikan arahan, saran, ilmu, dan tausiyah kepada penulis.

5. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing II Tugas Akhir yang selalu berbagi dan memberikan arahan, saran, ilmu, dan motivasi kepada penulis.
6. Seluruh dosen di Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS, yang telah memberikan bimbingan dan ilmu pengetahuan kepada penulis selama masa perkuliahan.
7. Aam, I Nyoman, Umen, Ulur, Sopyan, Fais, Ruri, Nani, Dini, Khariis, Rico, Mbak Tiwi, sahabat dan rekan-rekan seperjuangan LJ Gasal 2013 yang turut membantu dan memberikan semangat yang sangat besar bagi penulis.
8. Bapak Edison di Depok, serta Bapak Edwin Nugraha, Bapak Ahmad Taufiq, Bapak Furqan, Ibu Nurul, Bapak Ibang, Bapak Handoyo, Ibu Yenni, Bapak Azbullah, Ibu Atik di PT. PLN P3B Jawa-Bali, Gandul-Cinere, Depok yang dengan baik hati membantu, menemani, dan mengarahkan penulis untuk melengkapi data-data yang diperlukan.
9. Keluarga besar H. Yahya A. M. Z. di Surabaya (Eyangti Hj. Djoharmaniah, Om Wono, Tante Iin, Dery, Mbak Sari dan Bella) yang selalu memberi perhatian dan semangat kepada penulis saat menempuh pendidikan.

Penulis selalu berusaha untuk menghasilkan karya yang terbaik dalam menyusun buku Tugas Akhir ini. Namun, penulis menyadari sebagai hamba yang dhaif, penulis merasa buku ini masih jauh dari sempurna dan masih banyak pengembangan ilmu yang bisa dilakukan. Karena tiada gading yang tak retak. Sehingga penulis mengucapkan mohon maaf dan mengharapkan adanya tegur sapa yang membangun demi penelitian yang lebih baik.

Surabaya, 27 Mei 2015

Penulis

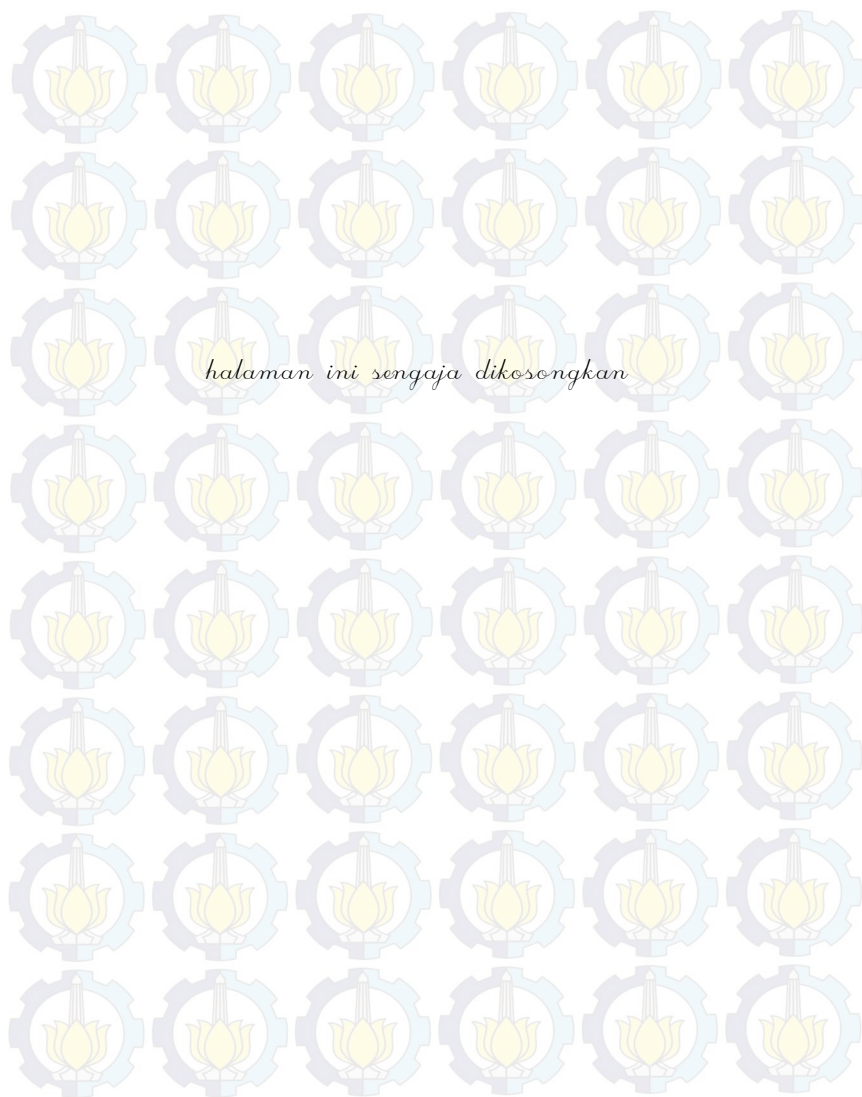
# DAFTAR ISI

	<u>Halaman</u>
JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK.....	i
ABSTRACT.....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
 BAB I PENDAHULUAN.....	 1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian .....	2
1.3. Permasalahan .....	2
1.4. Batasan Masalah .....	2
1.5. Metode Penelitian .....	3
1.6. Sistematika Penulisan .....	4
1.7. Relevansi .....	4
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	 5
2.1. Sistem Tenaga Listrik .....	5
2.1.1. Generator .....	5
2.1.2. Saluran Transmisi .....	6
2.1.3. Beban .....	7
2.2. Studi Aliran Daya .....	8
2.2.1. Impedansi dan Admitansi Saluran .....	9
2.2.2. Aliran Daya.....	11
2.3. Kontingensi.....	13
2.4. Pelepasan Beban .....	14
2.5. <i>Optimal Power Flow</i> (OPF) .....	14
2.5.1. Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan .....	15
2.5.2. Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pelepasan Beban .....	19
2.5.3. <i>Equality Constraint</i> .....	19
2.5.4. <i>Inequality Constraint</i> .....	20

2.5.4.1. Relaksasi Batas Tegangan untuk Meminimalkan Pelepasan Beban .....	20
2.5.4.2. Relaksasi Batas Aliran Daya Saluran untuk Meminimalkan Pelepasan Beban .....	21
2.6. Optimasi <i>Sequential Quadratic Programming</i> (SQP) .....	21
<b>BAB III PERANCANGAN SQP UNTUK STRATEGI</b>	
PELEPASAN BEBAN .....	23
3.1. <i>Optimal Power Flow</i> dengan SQP .....	24
3.1.1. Vektor $x_0$ , $x$ , LB, dan UB .....	24
3.1.2. Persamaan pada Vektor $g$ dan Matriks $dg$ .....	25
3.1.3. Pertidaksamaan pada Vektor $h$ dan Matriks $dh$ .....	27
3.1.4. Fungsi Objektif (Biaya Pembangkitan) pada Vektor $f$ dan $df$ .....	29
3.2. Modifikasi untuk Menambah Variabel $Pd_i$ .....	30
3.2.1. Modifikasi Vektor $x_0$ , $x$ , LB, dan UB .....	31
3.2.2. Modifikasi Matriks $dg$ .....	32
3.2.3. Modifikasi Matriks $dh$ .....	34
3.2.4. Modifikasi Vektor $f$ dan $df$ .....	35
3.2.5. Modifikasi Persamaan pada fungsi <i>makeSbus</i> .....	37
3.3. Pemodelan Kontingensi .....	39
3.4. Data Sistem Kelistrikan .....	40
3.4.1. Sistem Kelistrikan IEEE 9 Bus .....	40
3.4.2. Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa-Bali .....	42
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	53
4.1. IEEE 9 Bus Kondisi Normal .....	53
4.2. IEEE 9 Bus Kondisi Ada Saluran yang Lepas .....	55
4.2.1. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV) .....	59
4.2.2. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF) .....	60
4.2.3. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya .....	61
4.3. Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Normal .....	62
4.4. Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Ada Saluran yang Lepas .....	71
4.4.1. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV) .....	81



4.4.2. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF).....	83
4.4.3. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya.....	85
4.4.4. Pelepasan Beban dengan Relaksasi Batasan di Sistem 500 kV Jawa-Bali Memperhatikan Batasan <i>Ramp</i> Pembangkit.....	88
BAB V PENUTUP.....	101
5.1. Kesimpulan.....	101
5.2. Saran.....	102
DAFTAR PUSTAKA.....	103
BIODATA PENULIS.....	105
LAMPIRAN	



## DAFTAR TABEL

	<u>Halaman</u>
<b>Tabel 2.1</b> Standar tegangan SPLN sistem transmisi .....	6
<b>Tabel 2.2</b> Jenis-jenis bus pada jaringan .....	9
<b>Tabel 3.1</b> Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.2</b> Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.3</b> Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem IEEE 9 Bus ..	41
<b>Tabel 3.4</b> Data bus di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.5</b> Data bus beban IEEE 9 Bus setelah daya aktif dan reaktif Beban dinaikkan hingga 118% .....	42
<b>Tabel 3.6</b> Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	44
<b>Tabel 3.7</b> Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	45
<b>Tabel 3.8</b> Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	47
<b>Tabel 3.9</b> Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	48
<b>Tabel 3.10</b> Data bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	50
<b>Tabel 4.1</b> Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal .....	53
<b>Tabel 4.2</b> Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi normal .....	53
<b>Tabel 4.3</b> Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.4</b> Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.5</b> Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.6</b> Hasil simulasi batas daya aktif generator IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55
<b>Tabel 4.7</b> Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55
<b>Tabel 4.8</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55

<b>Tabel 4.9</b> Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	56
<b>Tabel 4.10</b> Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	57
<b>Tabel 4.11</b> Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.....	57
<b>Tabel 4.12</b> Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	58
<b>Tabel 4.13</b> Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.....	58
<b>Tabel 4.14</b> Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	58
<b>Tabel 4.15</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	59
<b>Tabel 4.16</b> Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan ..	59
<b>Tabel 4.17</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan .....	59
<b>Tabel 4.18</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.....	60
<b>Tabel 4.19</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	60
<b>Tabel 4.20</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	60
<b>Tabel 4.21</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	61
<b>Tabel 4.22</b> Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	61
<b>Tabel 4.23</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	61
<b>Tabel 4.24</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	62



<b>Tabel 4.25</b>	Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	62
<b>Tabel 4.26</b>	Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	63
<b>Tabel 4.27</b>	Hasil simulasi aliran daya di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	64
<b>Tabel 4.28</b>	Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	65
<b>Tabel 4.29</b>	Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	66
<b>Tabel 4.30</b>	Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	67
<b>Tabel 4.31</b>	Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	68
<b>Tabel 4.32</b>	Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	69
<b>Tabel 4.33</b>	Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	70
<b>Tabel 4.34</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	70
<b>Tabel 4.35</b>	Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	73
<b>Tabel 4.36</b>	Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	73
<b>Tabel 4.37</b>	Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran...	74
<b>Tabel 4.38</b>	Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	76
<b>Tabel 4.39</b>	Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	77
<b>Tabel 4.40</b>	Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	78
<b>Tabel 4.41</b>	Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	79
<b>Tabel 4.42</b>	Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	79
<b>Tabel 4.43</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	80

<b>Tabel 4.44</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya .....	81
<b>Tabel 4.45</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan.....	81
<b>Tabel 4.46</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan .....	82
<b>Tabel 4.47</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan.....	82
<b>Tabel 4.48</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19, 13, 20, 12, 3 dan 7 .....	83
<b>Tabel 4.49</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan ..	83
<b>Tabel 4.50</b>	Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	84
<b>Tabel 4.51</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	85
<b>Tabel 4.52</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	85
<b>Tabel 4.53</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	86
<b>Tabel 4.54</b>	Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	87
<b>Tabel 4.55</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan	

	relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .	87
<b>Tabel 4.56</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	87
<b>Tabel 4.57</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ .....	88
<b>Tabel 4.58</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	89
<b>Tabel 4.59</b>	Hasil simulasi aliran daya memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	89
<b>Tabel 4.60</b>	Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	90
<b>Tabel 4.61</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit .....	91
<b>Tabel 4.62</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19).....	92
<b>Tabel 4.63</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19) .....	92
<b>Tabel 4.64</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).....	92
<b>Tabel 4.65</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20) .....	93
<b>Tabel 4.66</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit .....	93
<b>Tabel 4.67</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan di bus 19.....	94
<b>Tabel 4.68</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV	



Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).....	94
<b>Tabel 4.69</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	95
<b>Tabel 4.70</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit.....	96
<b>Tabel 4.71</b> Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya .....	96
<b>Tabel 4.72</b> Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan dan aliran daya).....	97
<b>Tabel 4.73</b> Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan dan aliran daya) .....	97
<b>Tabel 4.74</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan dan aliran daya.....	98
<b>Tabel 4.75</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya serta memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit.....	99
<b>Tabel 4.76</b> Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya.....	99



## DAFTAR GAMBAR

	<u>Halaman</u>
<b>Gambar 2.1</b> Konversi energi oleh generator.....	5
<b>Gambar 2.2</b> Admitansi saluran transmisi tenaga listrik .....	9
<b>Gambar 2.3</b> Phasor diagram untuk hubungan <i>complex power</i> .....	12
<b>Gambar 2.4</b> Model pembangkit thermal .....	16
<b>Gambar 2.5</b> Karakteristik input-output pembangkit thermal .....	16
<b>Gambar 2.6</b> Karakteristik <i>incremental heat rate</i> pembangkit thermal .....	17
<b>Gambar 2.7</b> Karakteristik <i>net heat rate</i> pembangkit thermal.....	17
<b>Gambar 2.8</b> Karakteristik input-output pembangkit hidro.....	18
<b>Gambar 2.9</b> Karakteristik <i>incremental water</i> pembangkit hidro .....	18
 <b>Gambar 3.1</b> Flowchart pengerjaan tugas akhir .....	 23
<b>Gambar 3.2</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus .....	39
<b>Gambar 3.3</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat salah satu saluran lepas di sistem IEEE 9 Bus .....	40
<b>Gambar 3.4</b> Sistem IEEE 9 Bus (345 kV) .....	40
<b>Gambar 3.5</b> Sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali ...	43
<b>Gambar 3.6</b> Profil tegangan GITET Kembangan .....	51
 <b>Gambar 4.1</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 8 ke bus 9) pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus .....	 56
<b>Gambar 4.2</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 8 ke bus 9) di sistem IEEE 9 Bus .....	56
<b>Gambar 4.3</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 1 ke bus 24) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	71
<b>Gambar 4.4</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 1 ke bus 24) di sistem 500 kV Jawa-Bali.....	71
<b>Gambar 4.5</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 13 ke bus 14) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	72
<b>Gambar 4.6</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 13 ke bus 14) di sistem 500 kV Jawa-Bali.....	72



## BIODATA PENULIS



Nama Lengkap : Alneo Lesag Manggala  
Yudha.  
TTL : Surabaya, 01 Januari  
1992.  
Jenis Kelamin : Laki-laki.  
Agama : Islam.  
Alamat : Jemursari Timur XI JB  
28 Surabaya 60237.

### Riwayat Pendidikan

1. 2013 - 2015 : S1 Teknik Elektro ITS Surabaya.
2. 2010 - 2013 : D3 Teknik Elektro Industri Politeknik Elektronika Negeri Surabaya ITS Surabaya.
3. 2007 - 2010 : SMA Negeri 16 Surabaya.
4. 2004 - 2007 : SLTP Al-Falah Deltasari Sidoarjo.
5. 1998 - 2004 : SD Al-Falah Surabaya.

### Pengalaman Kerja Praktek/Tugas Akhir

1. 2015 : Tugas Akhir (Permohonan Data untuk Penelitian) di PT. PLN P3B Jawa-Bali (Pusat), Gandul-Cinere, Depok.
2. 2014 : Kerja Praktek di PT. PLN P3B Jawa-Bali (Jawa Timur) APP Surabaya, GI Rungkut, Surabaya.
3. 2012 : Kerja Praktek di PT. PERTAMINA *Refinery Unit* (RU) IV Cilacap.

### Riwayat Hidup

Penulis merupakan anak kedua dari 2 bersaudara, pasangan Jahju Hartanti dan Nur Seto. Selama mengikuti masa perkuliahan, penulis juga aktif dalam kegiatan organisasi, seminar, pelatihan dan unit kegiatan mahasiswa baik di dalam maupun di luar kampus. Penulis turut berkontribusi dalam kegiatan-kegiatan seperti Sosial *Development* (SOSDEV) Sepuluh Nopember, HIMA Elin, UKM Tenis Meja Elin dan UKM Futsal Elin. Penulis dapat dihubungi melalui email [alneolesag@yahoo.com](mailto:alneolesag@yahoo.com).

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Pengoperasian sistem tenaga listrik memiliki syarat untuk mengoptimalkan kontinuitas dan biaya yang ekonomis. Namun, adanya gangguan pada sistem membuat syarat tersebut tidak terpenuhi. Gangguan seperti kontingensi saluran transmisi yang terputus menyebabkan nilai impedansi dan kapasitas saluran berubah. Sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban, menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai yang dibutuhkan karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Untuk menghindari pemadaman listrik yang lebih besar maka daya beban di sisi pelanggan harus dikurangi. Pelepasan beban (*load shedding*) digunakan untuk mengurangi daya beban, sehingga ada pihak-pihak yang dirugikan.

Pihak penyedia listrik (produsen) menjadi kehilangan sejumlah biaya akibat konsumen yang tidak perlu membayar pemakaian listrik disebabkan ketika ada gangguan terdapat beban di sisi konsumen yang dilepas. Semakin banyak jumlah daya di sisi konsumen yang dilepas, maka semakin banyak biaya pemasukan untuk produsen yang hilang.

Selain itu, biaya pembangkitan generator termurah yang diperoleh ketika sistem dalam kondisi normal menjadi lebih mahal ketika sistem terganggu. Pada saat ada gangguan, rugi-rugi daya di saluran berubah, sehingga daya di sisi pembangkit mengikuti perubahan tersebut agar dicapai yang daya seimbang. Perubahan daya ini yang mengakibatkan biaya pembangkitan meningkat.

Oleh karena itu, digunakan solusi sebuah *Optimal Power Flow* (OPF) dengan fungsi objektif yang dapat meminimal total biaya pembangkitan dan pelepasan beban. Sementara itu untuk mengurangi jumlah daya yang dilepas, maka pelepasan beban diminimalkan dengan strategi relaksasi batasan. Strategi relaksasi batasan yang digunakan adalah dengan merelaksasi batas minimum tegangan pada bus beban dan dengan merelaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran.

Riset yang diperoleh para peneliti menunjukkan hasil yang memuaskan, yaitu jumlah daya beban yang dilepas dengan strategi relaksasi batasan ini dapat diminimalkan daripada jumlah daya beban yang semestinya dilepas<sup>[1]</sup>. Pada tugas akhir ini, strategi tersebut akan diaplikasikan pada sistem kelistrikan IEEE 9 bus dan 500 kV Jawa-Bali.



## 1.2 Tujuan Penelitian

Penelitian pada tugas akhir ini memiliki tujuan dan manfaat sebagai berikut :

- Untuk meminimalkan jumlah daya beban yang dilepas.
- Untuk mendapatkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban yang paling minimal.
- Sebagai pilihan strategi lain dalam melakukan pelepasan beban.
- Sebagai bahan acuan bagi penelitian-penelitian selanjutnya pada bidang dan topik yang sejenis.

## 1.3 Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

- Jumlah beban yang dilepas perlu diminimalkan.
- Biaya pembangkitan dan pelepasan beban diinginkan yang termurah.
- Cara merumuskan sebuah OPF dengan fungsi objektif (*objective function*) meminimalkan total biaya pembangkitan dan pelepasan beban.
- Cara menggunakan strategi relaksasi batas minimum tegangan di bus beban (*RV/The Relaxation of Voltage Restrictions*) dan hingga berapa prosentase batas minimum tegangan bus beban akan dilonggarkan.
- Cara menggunakan strategi relaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran (*RF/The Relaxation of Power Flow Restrictions*) dan hingga berapa prosentase batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran akan dilonggarkan.

## 1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah :

- Parameter untuk strategi pelepasan beban yang digunakan adalah persamaan *power balance* di setiap bus yang memperhatikan batas tegangan minimum di bus beban dan aliran daya maksimum di saluran.

- Software bantu yang digunakan adalah MATLAB 7.10 (2010a).
- Program-program m.file yang dimodifikasi berasal dari MATPOWER 5.0.
- Studi aliran daya optimal yang digunakan adalah AC-OPF dengan *Sequential Quadratic Programming (SQP)*.
- Metode yang dipakai untuk menyelesaikan strategi pelepasan beban adalah Relaksasi Batasan.

### 1.5 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

- Studi literatur.  
Pada tahap ini dilakukan studi literatur yang menunjang penulisan tugas akhir. Studi literatur meliputi pembelajaran materi-materi yang dapat membantu dalam penelitian. Literatur ini dapat diambil dari berbagai sumber antara lain buku, jurnal, *proceeding*, dan artikel di internet.
- Pengumpulan data.  
Pada tahap ini data-data sistem kelistrikan dan single line diagram IEEE 9 bus dan sistem transmisi 500 KV dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali dikumpulkan, yang meliputi: data pembangkitan generator, data jaringan transmisi, data pembebanan sistem, dan biaya sistem tenaga listrik.
- Simulasi dan analisis aliran daya optimum.  
Pada tahap ini data-data yang ada dimasukkan, kemudian disimulasi dan dianalisis aliran daya optimum pada sistem. Hasil simulasi dapat menjadi acuan dalam memulai strategi pelepasan beban.
- Simulasi dan analisis fungsi objektif.  
Pada tahap ini fungsi objektif disimulasi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi batasan. Kemudian hasil dari beberapa kondisi strategi dibandingkan dan dianalisis.
- Penarikan kesimpulan.

Pada tahap ini ditarik kesimpulan dari hasil simulasi dan analisis yang diperoleh.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan tugas akhir ini terbagi atas lima bagian dan masing-masing bab akan terurai sebagai berikut:

### Bab I :Pendahuluan

Bab ini membahas penjelasan mengenai Latar Belakang, Tujuan Penelitian, Permasalahan, Batasan Masalah, Metode Penelitian, Sistematika Penulisan dan Relevansi dari penelitian yang dilakukan untuk tugas akhir ini.

### Bab II :Tinjauan Pustaka

Bab ini membahas dasar teori mengenai *AC Optimal Power Flow*, *Sequential Quadratic Programing*, Kontingensi, Pelepasan Beban, dan Relaksasi Batasan.

### Bab III :Perancangan SQP untuk Strategi Pelepasan Beban

Bab ini membahas perancangan simulasi dan pemodelan kontingensi untuk strategi pelepasan beban.

### Bab IV :Hasil dan Pembahasan

Bab ini mensimulasikan program simulasi pada bab III pada sistem IEEE 9 bus terlebih dahulu kemudian pada sistem 500 kV Jawa-Bali serta terdapat pembahasan (analisis) dari hasil simulasi yang diperoleh.

### Bab V :Penutup

Bab ini berisi kesimpulan dan saran mengenai hasil penulisan tugas akhir yang telah diselesaikan.

## 1.7 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan dapat menjadi bahan pertimbangan sebagai strategi lain bagi PT. PLN (Persero) dalam melakukan pelepasan beban dan meminimalkan biaya pembangkitan. Diharapkan dengan metode relaksasi, beban-beban yang dilepas semakin berkurang, didapatkan biaya pembangkitan yang ekonomis, dan kontinuitas sistem kelistrikan 500kV Jawa-Bali tidak terganggu.

## BAB 2

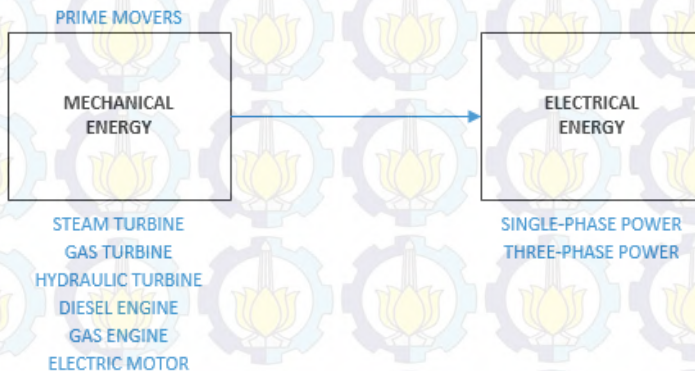
### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum sistem tenaga listrik terdiri dari komponen tenaga listrik seperti pembangkit (generator), saluran transmisi, saluran distribusi, dan beban.<sup>[2]</sup> Komponen-komponen tersebut terhubung satu dengan yang lain secara interkoneksi. Pada sistem interkoneksi, unit-unit pembangkit tenaga listrik terhubung ke jaringan transmisi maupun distribusi untuk menyalurkan energi listrik kepada pelanggan (beban) yang tersebar.

##### 2.1.1 Generator

Generator AC tiga fasa atau generator sinkron merupakan mesin sinkron dengan penggerak utama yang mengubah energi mekanik menjadi energi listrik.



**Gambar 2.1.** Konversi energi oleh generator.<sup>[13]</sup>

Terdapat dua bagian utama pada generator sinkron, yaitu bagian yang tidak berputar dan bagian yang berputar. Bagian yang tidak berputar disebut stator (*armature*), sementara bagian yang berputar adalah rotor. Pada rotor terdapat belitan konduktor yang dialiri eksitasi arus DC yang dihasilkan oleh sistem eksitasi. Arus yang mengalir pada belitan rotor akan menghasilkan medan magnet. Bila rotor tersebut



diputar oleh *prime mover* maka medan magnet akan ikut berputar kemudian memotong kumparan-kumparan pada stator. Akibatnya tegangan listrik akan timbul pada kumparan stator. Tegangan listrik inilah yang akan menghasilkan arus listrik bila disalurkan ke beban.<sup>[17]</sup>

Sebuah unit generator memiliki batas kemampuan operasi yang berbeda-beda. Parameter batasan yang umum digunakan adalah batas minimal dan batas maksimal daya aktif maupun daya reaktif yang dibangkitkan oleh generator. Untuk mencapai pembangkitan yang ekonomis dan efisien, setiap generator harus dioperasikan dalam rentang batasan tersebut. Selain itu batasan kemampuan operasi generator juga mencegah terjadinya kerusakan akibat kelebihan operasi.<sup>[8]</sup>

### 2.1.2 Saluran Transmisi

Saluran transmisi sistem tenaga listrik merupakan penghubung antara unit-unit pembangkit yang berada di lokasi tertentu dengan jaringan distribusi untuk beban-beban yang tersebar luas di berbagai daerah. Sistem transmisi tenaga listrik umumnya menggunakan tegangan tinggi dalam menyalurkan energi listrik. Hal ini bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi (*losses*) yang disebabkan oleh panas penghantar. Selain itu terdapat cara lain untuk mengurangi rugi-rugi dan menjaga tegangan saluran transmisi agar tidak drop, yaitu dengan memasang *capacitor banks* dan *reactor banks*.

Standar tegangan (*line to line*) sistem transmisi yang dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) dalam SPLN tahun 1995 seperti pada tabel 2.1.<sup>[3]</sup>

**Tabel 2.1** Standar tegangan SPLN sistem transmisi.

Tegangan tertinggi untuk perlengkapan (kV)	Tegangan sistem nominal (kV)
72,5	66,0
170,0	150,0
245,0	220,0
300,0	275,0
525,0	500,0

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik, tingkat tegangan harus dipertahankan dalam batas-batas tertentu. Maka dari itu perlu diketahui

besar tegangan, arus dan daya yang mengalir sepanjang saluran transmisi.

Rangkaian pengganti saluran transmisi ditentukan berdasarkan panjang saluran dan ketelitian yang diinginkan. Bila dilihat dari sisi panjang saluran, saluran transmisi dibagi menjadi beberapa kategori<sup>[2]</sup>, yaitu :

- Saluran Transmisi Pendek  
Bila panjang saluran kurang dari 80 km (panjang saluran kurang dari atau sama dengan 50 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi dan reaktansi saluran.
- Saluran Transmisi Menengah  
Bila panjang saluran antara 80 km sampai dengan 240 km (panjang saluran antara 50 mile sampai dengan 150 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi, reaktansi, dan suseptansi saluran.
- Saluran Transmisi Panjang  
Bila panjang saluran lebih dari 240 km (panjang saluran lebih dari atau sama dengan 150 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi, reaktansi, suseptansi, dan konduktansi.

### **2.1.3 Beban**

Beban pada sistem tenaga listrik dibagi ke dalam beberapa kategori, yaitu :

- Beban Industri  
Sebagian besar terdiri dari motor induksi berkapasitas besar yang mengkonsumsi daya reaktif dalam jumlah banyak.
- Beban Komposit  
Bergantung pada tegangan dan frekuensi, sehingga kualitas tegangan dan frekuensi listrik perlu dipertahankan pada batas yang ditentukan.
- Beban Perumahan dan Komersial  
Sebagian besar terdiri dari sistem penerangan, pemanasan, dan pendinginan dalam area yang luas.

Ada beberapa model beban yang dapat digunakan dalam penyelesaian secara analisis, yaitu :

- Model beban daya tetap
- Model beban arus tetap
- Model beban impedansi tetap

Untuk studi aliran daya maka model beban daya tetap yang cocok digunakan.<sup>[4]</sup> Model beban daya tetap mengasumsikan besar daya aktif (MW) dan reaktif (MVAR) beban tetap.

## 2.2 Studi Aliran Daya<sup>[7]</sup>

Studi aliran daya bertujuan untuk menghitung besar magnitude dan sudut tegangan di setiap bus serta menghitung aliran daya pada saluran. Dalam studi aliran daya terdapat empat buah besaran pada masing-masing bus jaringan yang memegang peranan penting, yaitu :

- Sudut fasa tegangan,  $\theta$ .
- Harga magnitude tegangan,  $|V|$ .
- Daya aktif,  $P$ .
- Daya reaktif,  $Q$ .

Untuk menyelesaikan studi aliran daya, setiap bus memiliki tipe (klasifikasi) bus sendiri-sendiri. Klasifikasi ini terbagi menjadi 3 macam, yaitu :

- Bus *Slack* (Bus Refrensi/*Swing*)  
Bus ini dipilih diantara bus-bus generator yang mempunyai kapasitas untuk menyediakan daya terbanyak dalam jaringan. Bus refrensi memiliki harga magnitude tegangan dan sudut fasa tegangan tertentu. Selain itu generator di bus refrensi harus mampu membangkit daya aktif dan daya reaktif yang dibutuhkan bus beban serta rugi-rugi daya di saluran.
- Bus PV (Bus Generator)  
Bus ini disebut juga bus kontrol karena tegangan pada bus ini dapat dikendalikan dengan mengatur daya reaktif yang disuplai ataupun diserap bus. Daya reaktif harus berada pada rentang batas tertentu. Bus PV memiliki harga magnitude tegangan dan daya aktif tertentu.



- Bus PQ (Bus Beban)

Bus ini memiliki nilai daya aktif dan daya reaktif tertentu yang diperoleh berdasarkan pengukuran. Nilai tegangan bus PQ harus dicari melalui proses iterasi sampai tercapai nilai yang konvergen dengan toleransi ketelitian yang diinginkan.

**Tabel 2.2** Jenis-jenis bus pada jaringan.

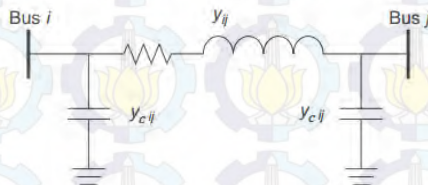
Tipe Bus	$\theta$	$ V $	$P$	$Q$
Bus Refrensi	×	×		
Bus PV		×	×	
Bus PQ			×	×

× : nilai dipertahankan tetap (konstan).

Dari studi aliran daya dapat diketahui besarnya rugi-rugi jaringan berupa energi panas akibat arus listrik yang mengalir di saluran. Rugi-rugi ini menyebabkan permintaan daya pada sistem seolah bertambah besar.

### 2.2.1 Impedansi dan Admitansi Saluran<sup>[8]</sup>

Besaran lain yang juga penting dalam studi aliran daya sistem tenaga listrik adalah data impedansi saluran. Saluran transmisi mempunyai data impedansi yang terdiri dari impedansi saluran (antara bus dengan bus) serta impedansi antara saluran dengan tanah (*line charging*) seperti pada gambar 2.2.



**Gambar 2.2.** Admitansi saluran transmisi tenaga listrik.

Impedansi saluran antara bus dengan bus dimodelkan dalam nilai resistansi  $r$  dan reaktansi  $x$  (induktansi) saluran. Dimana nilai resistansi muncul akibat adanya rugi-rugi panas ketika arus mengalir di saluran, sementara nilai reaktansi (induktansi) menggambarkan saluran yang terdiri dari kawat konduktor. Pada saluran transmisi yang semakin

panjang, maka tegangan yang disalurkan dibuat semakin tinggi. Semakin tinggi tegangan ini maka akan terjadi perbedaan tegangan antara saluran dengan tanah. Proses ini dinamakan dengan *line charging*, yang mana digambarkan sebagai reaktansi (kapasitansi) di saluran.

Perhitungan pada suatu sistem tenaga listrik biasanya menggunakan besaran per satuan (*per unit/p.u*) untuk menggantikan besaran-besaran yang sesungguhnya. Hal ini dilakukan untuk mempermudah perhitungan. Dalam perhitungan pada sistem tenaga listrik biasanya diketahui tegangan nominal (*rating*) dari saluran serta peralatan lainnya.<sup>[4]</sup> Selain itu besaran dasar kedua yang diketahui adalah daya semu. Rumus-rumus yang menunjukkan hubungan berbagai besaran dasar adalah<sup>[12]</sup> :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{I_{base}} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{S_{base}/\sqrt{3}V_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.1)$$

$$Z_{p.u} = \frac{z(\Omega)}{Z_{base}} = \frac{z(\Omega) \times S_{base}}{V_{base}^2} \quad (2.2)$$

Hubungan impedansi saluran  $z_{ij}$  dan admitansi saluran  $y_{ij}$  adalah sebagai berikut :

$$z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.3)$$

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.4)$$

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.5)$$

Keterangan:

$G_{ij}$  = Konduktansi saluran dari bus i ke j.

$B_{ij}$  = Suseptansi saluran dari bus i ke j.

$n_b$  = Jumlah bus.

Untuk mempermudah perhitungan dalam studi aliran daya maka data-data impedansi saluran  $Z_{bus}$  tersebut disusun dalam bentuk matrik  $Y_{bus}$ . Dari persamaan hukum ohm diketahui bahwa :

$$\bar{V} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad (2.6)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}}{\bar{Z}} \quad (2.7)$$

$$[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1} \quad (2.8)$$

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (2.9)$$

dimana,

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1j} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2j} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{ij} & \cdots & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.10)$$

Keterangan:

$\bar{V}$  = Tegangan.

$\bar{Z}$  = Impedansi.

$\bar{I}$  = Arus.

Elemen matriks diagonal  $Y_{ii}$  merupakan jumlah admitansi yang terhubung pada bus  $i$ . Terdiri dari nilai admitansi saluran antara bus dengan bus  $y_{ij}$  serta admitansi saluran dengan tanah  $y_{c_{ij}}$ .

$$Y_{ii} = y_{c_{ij}} + y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.11)$$

Sementara elemen matriks off-diagonal  $Y_{ij}$  merupakan nilai negatif dari admitansi saluran antara bus dengan bus  $y_{ij}$ .

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \psi_{ij} = -y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.12)$$

dengan,

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.13)$$

$$y_{c_{ij}} = j \frac{1}{2} B_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.14)$$

Keterangan:

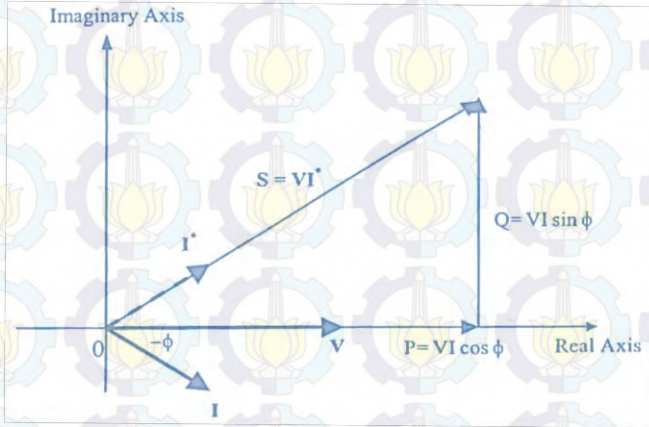
$|Y_{ij}|$  = Magnitud dari bilangan kompleks pada elemen matriks  $Y_{ij}$ .

$\psi_{ij}$  = Sudut dari bilangan kompleks pada elemen matriks  $Y_{ij}$ .

### 2.2.2 Aliran Daya<sup>[7]</sup>

Besaran daya semu  $S$  merupakan bilangan kompleks perpaduan antara komponen daya aktif  $P$  dan daya reaktif  $Q$ . Yang mana daya aktif berada pada sumbu real dan daya reaktif berada pada sumbu imajiner.

Dengan perbedaan sudut  $\phi$  yang merupakan perbedaan sudut antara tegangan dengan arus.



**Gambar 2.3** Phasor diagram untuk hubungan *complex power*.

Dari hubungan *complex power* pada gambar 2.3 dapat diketahui bahwa aliran daya di saluran (*from bus* dan *to bus*) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan aliran daya berikut ini :

$$S = P + jQ = \bar{V} \cdot I^* \quad (2.15)$$

$$S = \bar{V}I(\cos\phi + j\sin\phi) = VIe^{j\phi} = VI\angle\phi \quad (2.16)$$

$$S_{ij} = \bar{V}_i \cdot I_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.17)$$

$$S_{ji} = \bar{V}_j \cdot I_{ji}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.18)$$

$$S_{losses} = S_{ij} + S_{ji} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.19)$$

Dimana,

$$I_{ij} = \frac{\bar{V}_i - \bar{V}_j}{z_{ij}} + \frac{\bar{V}_i}{z_{ii}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.20)$$

$$I_{ij} = \bar{V}_i(y_{ii} + y_{ij}) - \bar{V}_j \cdot y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.21)$$

$$I_{ji}^* = -I_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.22)$$

Sehingga,

$$S_{ij} = |V_i|^2 y_{ii}^* + |V_i|^2 y_{ij}^* - \bar{V}_i \cdot \bar{V}_j^* \cdot y_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.23)$$

$$P_{ij} = |V_i|^2 |Y_{ii}| \cos(\psi_{ij}) - |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.24)$$



$$Q_{ij} = -|V_i|^2|Y_{ii}| - |V_i|^2|Y_{ij}| \sin(\psi_{ij}) - |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})$$

$$i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.25)$$

dengan,

$$\vec{V} = e + jf = |V|\angle\theta \quad (2.26)$$

Keterangan:

- $e$  = Komponen real dari tegangan.
- $f$  = Komponen imajiner dari tegangan.
- $|V|$  = Besar magnitud dari tegangan.
- $\theta$  = Besar sudut dari tegangan.
- $S_{ij}$  = Aliran daya semu dari bus  $i$  ke bus  $j$ .
- $S_{ji}$  = Aliran daya semu ke bus  $i$  dari bus  $j$ .
- $S_{losses}$  = Daya *losses* di saluran

### 2.3 Kontingensi<sup>[5]</sup>

Dalam operasi sistem tenaga listrik, selain upaya untuk meminimalisasi biaya operasi, faktor penting yang lain adalah menjaga keamanan sistem dalam operasi. Keamanan sistem meliputi kegiatan yang direncanakan untuk mempertahankan operasi sistem apabila terjadi kegagalan komponen sistem. Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih komponen tenaga listrik.

Keandalan dan keamanan sistem tenaga listrik dapat dicapai dengan melakukan operasi sistem yang toleran terhadap keluarnya salah satu elemen sistem (*single outage*) ataupun keluarnya lebih dari satu elemen sistem (*multiple outages*). Dengan keluarnya salah satu atau lebih elemen sistem seharusnya tidak menyebabkan keluarnya elemen sistem secara bertingkat (*cascading outage*) yang mengakibatkan pemadaman sebagian atau pemadaman total.

Sebagai contoh kontingensi berupa lepasnya saluran transmisi akan mengakibatkan sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai kapasitas yang dibutuhkan beban karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Pada saat kontingensi, saluran yang tidak terganggu menjadi ikut lebih bertanggung jawab untuk menyalurkan daya ke beban. Di sisi lain saluran yang tidak terganggu memiliki batas kapasitas



saluran. Bila dipaksakan untuk menyalurkan daya beban seluruhnya, maka hal ini dapat mengakibatkan saluran tersebut rusak akibat panas berlebih. Untuk menjaga saluran yang tersisa agar tidak terganggu juga, maka daya pada sisi beban perlu dikurangi dengan cara pelepasan beban.

## 2.4 Pelepasan Beban<sup>[5]</sup>

Tenaga listrik merupakan produk yang mana daya pembangkitan dan daya konsumsinya harus selalu seimbang dari waktu ke waktu. Apabila terdapat gangguan (kejadian abnormal) maka harus ada pelepasan beban di sebagian konsumen, agar tetap mempertahankan integritas jaringan dan menghindari dari pemadaman yang lebih besar.

Dalam kondisi darurat untuk mempertahankan sistem, diterapkan skema pelepasan beban otomatis menggunakan *Under Frequency Relay* (UFR). Namun, bila dari semula sudah diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan pasokan dan beban, maka operator sistem akan melakukan pengurangan beban terencana, yang dikenal dengan istilah *Manual Load Shedding* (MLS). Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban Region/Sub-region dapat pula memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan-kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*)<sup>[6]</sup>.

## 2.5 Optimal Power Flow (OPF)<sup>[7]</sup>

Tujuan utama dari OPF umumnya adalah untuk meminimalkan fungsi objektif  $F(x,u)$  dengan tetap memenuhi syarat dari kendala-kendala yang ada. Kendala ini berupa persamaan non-linear  $g(x,u)=0$  yaitu persamaan aliran daya seimbang (*power flow network balance equation*) dan pertidaksamaan non-linear  $h(x,u)\leq 0$  yang membatasi setiap variabel yang ada.

Vektor ( $x$ ) terdiri dari variabel seperti magnitude tegangan ( $V_m$ ) dan sudut tegangan ( $\theta$ ) bus, daya output reaktif generator (MVAR) yang didesain untuk bus kontrol tegangan. Parameter-parameter lain yang juga terdapat pada vektor ( $x$ ) adalah sudut bus referensi, parameter saluran, dll. Sementara vektor ( $u$ ) terdiri dari variabel kontrol antara lain daya aktif dan reaktif generator, pergeseran sudut fasa, beban aktif (MW) dan reaktif (MVAR), pengatur kontrol tegangan, dll.

Pada studi aliran daya konvensional nilai variabel kontrol telah ditentukan terlebih dahulu. Namun pada OPF nilai dari variabel kontrol harus dicari terlebih dahulu untuk menemukan nilai maksimum atau minimum fungsi objektif. Fungsi objektif yang sering digunakan dalam OPF antara lain meminimalkan biaya (bahan bakar) pembangkitan, meminimalkan rugi-rugi pada saluran, perencanaan daya reaktif (*VAR Planning*), penambahan batasan untuk bahaya lingkungan (gas emisi), dll.

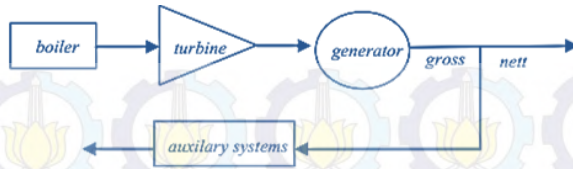
OPF terbagi menjadi dua macam, yaitu DC-OPF dan AC-OPF. Letak perbedaan dari dua macam OPF tersebut adalah pada variabel yang digunakan. DC-OPF menggunakan dua variabel saja yaitu sudut tegangan dan daya aktif pembangkitan.<sup>[16]</sup> Sehingga untuk perhitungan jauh lebih cepat ketimbang AC-OPF. AC-OPF menggunakan empat buah variabel yaitu sudut tegangan, magnitud tegangan, daya aktif pembangkitan, dan daya reaktif pembangkitan. Oleh karena itu kelebihan AC-OPF ketimbang DC-OPF adalah dari keakuratan dan ketelitian dalam perhitungannya.

### **2.5.1 Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan<sup>[8]</sup>**

Unit pembangkit memiliki berbagai macam karakteristik yaitu karakteristik input-output pembangkit, karakteristik *incremental heat rate*, dan karakteristik *net heat rate* (untuk jenis pembangkit thermal). Data-data yang mendukung untuk mendapatkan karakteristik tersebut bisa diperoleh dari sejarah pengoperasian generator, data percobaan, atau buku manual generator dari perusahaan yang mendesain generator. Data karakteristik tersebut sangat diperlukan untuk menghitung berapa biaya pembangkitan yang paling minimal (ekonomis) dari sebuah unit generator.

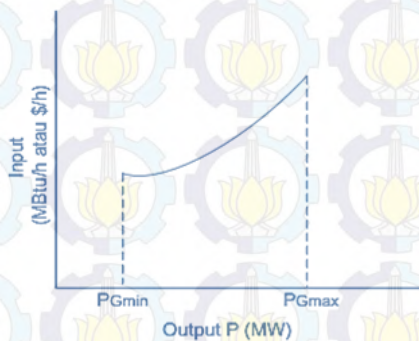
Karakteristik yang dimiliki pembangkit listrik thermal (PLTU/PLTGU) berbeda dengan karakteristik pembangkit listrik hidro (PLTA).

- Karakteristik Pembangkit Thermal  
Pemodelan pembangkit thermal secara sederhana ditunjukkan pada gambar 2.4.



**Gambar 2.4** Model pembangkit thermal.

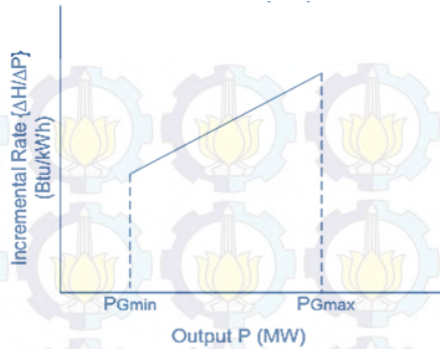
Pembangkit jenis ini dimodelkan menjadi tiga buah komponen yaitu boiler (input: bahan bakar dan output: uap), turbin (input: uap dan output: gerak putaran), dan generator (input: gerak putaran dan output: energi listrik). Kurva karakteristik input-output pembangkit thermal ditunjukkan pada gambar 2.5. Kurva tersebut merupakan hubungan antara input bahan bakar dengan output daya listrik yang dibangkitkan.



**Gambar 2.5** Karakteristik input-output pembangkit thermal.

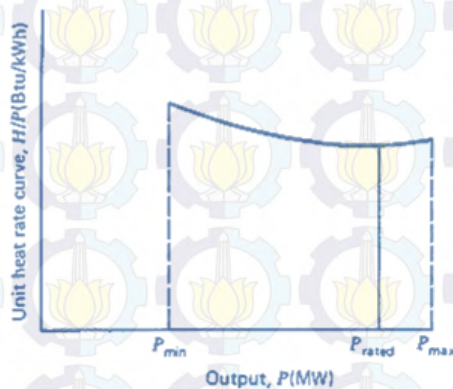
Sementara itu hubungan antara konsumsi bahan bakar yang dibutuhkan dengan perubahan daya listrik yang dibangkitkan ditunjukkan pada gambar 2.6.





**Gambar 2.6** Karakteristik *incremental heat rate* pembangkit thermal.

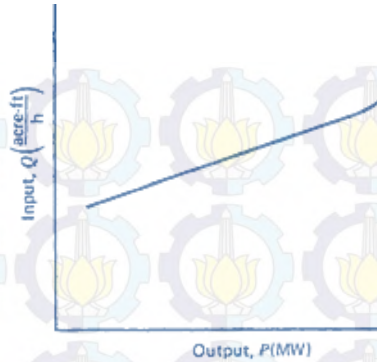
Karakteristik *net heat rate* sebuah pembangkit thermal ditunjukkan pada gambar 2.7.



**Gambar 2.7** Karakteristik *net heat rate* pembangkit thermal.

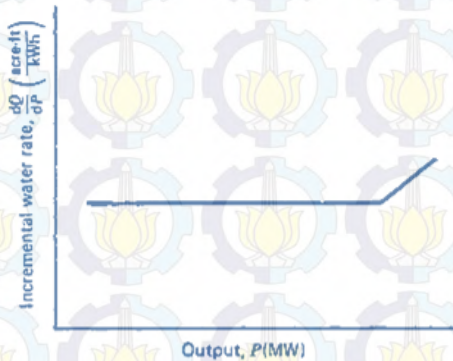
- Karakteristik Pembangkit Hidro  
Karakteristik unit pembangkit hidro memiliki input berupa debit air dan output energi listrik. Kurva karakteristik input-output pembangkit hidro ditunjukkan pada gambar 2.8.





**Gambar 2.8** Karakteristik input-output pembangkit hidro.

Perubahan input debit air yang dibutuhkan untuk setiap perubahan daya listrik yang dibangkitkan berada pada tingkatan yang konstan, namun setelah itu pada tingkatan tertentu naik secara proporsional. Hal ini ditunjukkan pada gambar 2.9.



**Gambar 2.9** Karakteristik *incremental water* pembangkit hidro.

Sehingga fungsi objektif untuk meminimalkan biaya pembangkitan setiap generator adalah sebagai berikut :

$$\min F(Pg) = \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \quad (2.27)$$

Keterangan:

$F(Pg)$  = Total biaya pembangkitan.

$c_i, b_i, a_i$  = Konstanta biaya pembangkitan generator unit ke-  $i$ .

$Pg_i$  = Daya aktif generator unit ke-  $i$ .

$ng$  = Jumlah unit generator.

### 2.5.2 Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Meminimalkan biaya pelepasan beban bertujuan untuk semakin memperkecil total beban yang dilepas ketika terjadi gangguan. Sehingga biaya pelepasan beban bisa diminimalkan. Fungsi objektif yang digunakan adalah seperti pada persamaan 2.28.

$$\min F(Pd) = k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i) \quad (2.28)$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.29)$$

Keterangan:

$F(Pd)$  = Total biaya pelepasan beban.

$\Delta Pd_i$  = Daya aktif beban yang dilepas dari bus  $i$ .

$Pd_i^0$  = Daya aktif beban mula-mula di bus  $i$ .

$Pd_i$  = Daya aktif beban di bus  $i$  setelah gangguan.

$k$  = Biaya pelepasan beban.

### 2.5.3 Equality Constraint<sup>[14]</sup>

Batasan persamaan daya aktif dan daya reaktif pada setiap bus merupakan *equality constraint* yang harus terpenuhi, persamaannya yaitu :

$$Ps_i - Pg_i + Pd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.30)$$

$$Qs_i - Qg_i + Qd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.31)$$

Dimana

$$Ps_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.32)$$

$$Qs_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.33)$$

Keterangan:

$Ps_i$  = Daya aktif saluran yang terhubung dengan bus i.

$Pg_i$  = Daya aktif generator di bus i.

$Pd_i$  = Daya aktif beban yang terhubung dengan bus i.

$Qs_i$  = Daya reaktif saluran yang terhubung dengan bus i.

$Qg_i$  = Daya reaktif generator di bus i.

$Qd_i$  = Daya reaktif beban yang terhubung dengan bus i.

#### 2.5.4 Inequality Constraint<sup>[7]</sup>

Batasan pertidaksamaan yang harus terpenuhi dalam meminimalkan fungsi objektif adalah sebagai berikut :

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_i \leq \theta_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.34)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.35)$$

$$Pg_{i_{min}} \leq Pg_i \leq Pg_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.36)$$

$$Qg_{i_{min}} \leq Qg_i \leq Qg_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.37)$$

$$-S_{i_{maks}} \leq S_i \leq S_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.38)$$

Keterangan:

$\theta_{i_{min}}$  = Batas minimal sudut tegangan di bus i.

$\theta_{i_{maks}}$  = Batas maksimal sudut tegangan di bus i.

$V_{i_{min}}$  = Batas minimal magnitud tegangan di bus i.

$V_{i_{maks}}$  = Batas maksimal magnitud tegangan di bus i.

$Pg_{i_{min}}$  = Batas minimal daya aktif generator di bus i.

$Pg_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya aktif generator di bus i.

$Qg_{i_{min}}$  = Batas minimal daya reaktif generator di bus i.

$Qg_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya reaktif generator di bus i.

$S_i$  = Daya semu di saluran i.

$S_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya semu di saluran i.

$n_l$  = Jumlah saluran.

##### 2.5.4.1 Relaksasi Batas Tegangan untuk Meminimalkan Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Relaksasi batas tegangan atau *relaxation of voltage restrictions* (RV) bertujuan untuk melonggarkan batas minimal tegangan untuk

beberapa saat. Dengan melonggarkan batas ini, maka tegangan pada bus masih diperbolehkan turun hingga batas relaksasi.

$$\varphi_{voltage_i} \cdot V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.39)$$

Dimana

$$\varphi_{voltage_{i_{min}}} \leq \varphi_{voltage_i} \leq 1 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.40)$$

Keterangan:

$\varphi_{voltage_i}$  = Prosentase relaksasi batas minimal tegangan di bus i.

$\varphi_{voltage_{i_{min}}}$  = Batas minimal prosentase relaksasi di bus i.

#### 2.5.4.2 Relaksasi Batas Aliran Daya Saluran untuk Memenangkan Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Relaksasi batas aliran daya atau *relaxation of power flow restrictions* (RF) bertujuan untuk melonggarkan batas maksimal aliran daya saluran (MVA) untuk beberapa saat. Dengan melonggarkan batas ini, maka daya yang mengalir pada saluran masih bisa ditingkatkan hingga batas relaksasi.

$$-\varphi_{flow_i} \cdot (S)_{i_{maks}} \leq (S)_i \leq \varphi_{flow_i} \cdot (S)_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.41)$$

Dimana

$$0 \leq \varphi_{flow_i} \leq \varphi_{flow_{i_{maks}}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.42)$$

Keterangan:

$\varphi_{flow_i}$  = Prosentase relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran i.

$\varphi_{flow_{i_{maks}}}$  = Batas maksimal prosentase relaksasi di saluran i.

## 2.6 Optimasi Sequential Quadratic Programming (SQP)

Kondisi optimal merupakan kondisi dimana sebuah fungsi bernilai minimal atau bernilai maksimal, sesuai keinginan yang ditentukan. Untuk mencapai hasil ini dapat dilakukan dengan cara optimasi. Seiring perkembangan zaman, persoalan sederhana yang berbentuk linear menjadi semakin meningkat kompleksitasnya sehingga memunculkan persoalan yang berbentuk nonlinear. Hal ini disebabkan munculnya beberapa faktor yang membuat ketidaklinearan suatu fungsi. Faktor-



faktor ini menjadi penghambat dalam optimasi, sehingga muncul kendala dalam mengoptimalkan suatu fungsi.

Banyak metode yang telah dikembangkan oleh para peneliti untuk memecahkan persoalan nonlinear diantaranya adalah Metode Pengali Lagrange dan Metode Karush-Kuhn-Tucker (KKT).<sup>[11]</sup> SQP melengkapi metode-metode optimasi yang selama ini sudah berkembang, dengan tujuan untuk memecahkan persoalan nonlinear berkendala menggunakan pendekatan Metode Pengali Lagrange dan Metode Newton Raphson (NR).<sup>[9]</sup> Metode NR mencari harga  $x$  yang memenuhi fungsi  $f(x)=0$  dengan pendekatan linear menggunakan nilai awal  $x_0$ .<sup>[2]</sup>

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx}(x - x_0) = 0 \quad (2.43)$$

$$f(x) - f(x_0) = \frac{df(x_0)}{dx}(x - x_0) \quad (2.44)$$

$$\Delta f = \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x \quad (2.45)$$

SQP mengkonversi persoalan nonlinear menjadi bentuk persoalan pemrograman kuadratis, yang merupakan kelanjutan dari Quadratic Programming (QP) yang memiliki persamaan<sup>[10]</sup> :

$$f(x) = [d]^T x + \frac{1}{2} [x]^T H x \quad (2.46)$$

Dimana

$d$  = diferensial pertama (gradien) dari fungsi  $f$  terhadap variabel  $x$ .

$H$  = diferensial kedua (hessian) dari fungsi  $f$  terhadap variabel  $x$ .

Ide utama dari SQP adalah memodelkan persoalan kendala yang berbentuk persamaan pada nilai awal  $x^{(k)}$  kemudian mencari pendekatan  $x^{(k+1)}$  dengan subpersoalan pemrograman kuadratis seperti pada persamaan 2.47.<sup>[10]</sup>

$$\min[\nabla f(x^{(k)})]^T \Delta x + \frac{1}{2} [\Delta x]^T \nabla^2 \mathcal{L}(x^{(k)}, \mathcal{L}^{(k)}) \Delta x \quad (2.47)$$

Dengan batasan pertidaksamaan dan batasan persamaan adalah

$$h_i(x^{(k)}) + [\nabla h_i(x^{(k)})]^T \Delta x \leq 0 \quad i = 1, 2, 3 \dots dst \quad (2.48)$$

$$g_j(x^{(k)}) + [\nabla g_j(x^{(k)})]^T \Delta x = 0 \quad j = 1, 2, 3 \dots dst \quad (2.49)$$

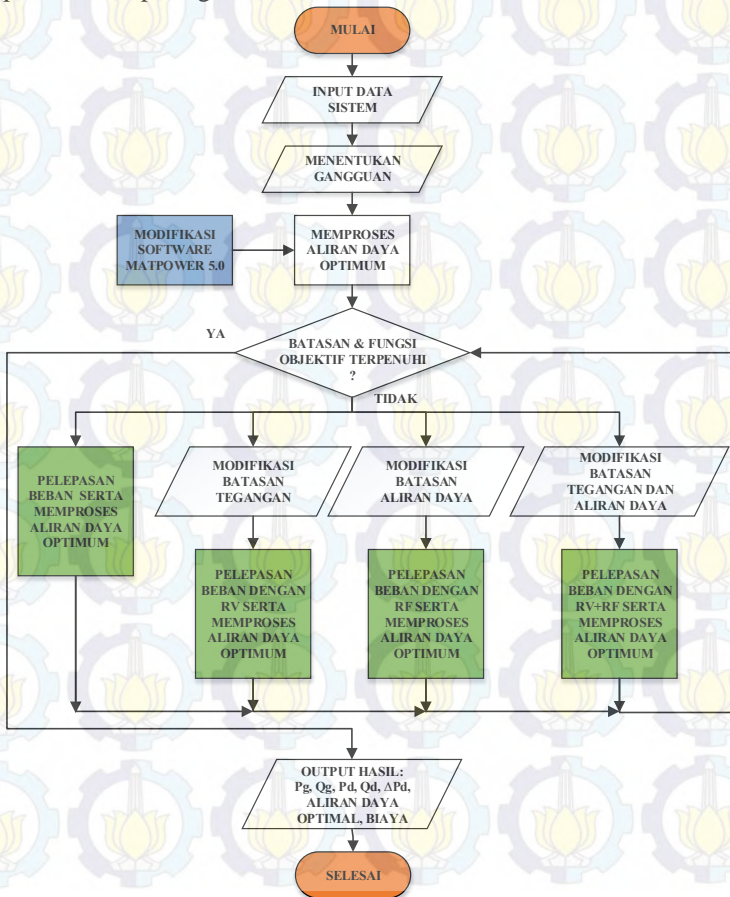
Dimana

$$\Delta x = x^{(k+1)} - x^{(k)} \quad (2.50)$$

### BAB 3

## PERANCANGAN SQP UNTUK STRATEGI PELEPASAN BEBAN

Dalam tugas akhir ini, *Sequential Quadratic Programming* (SQP) digunakan untuk menyelesaikan permasalahan strategi pelepasan beban pada sistem kelistrikan terinterkoneksi. Alur penyelesaian tugas akhir seperti terlihat pada gambar 3.1.



**Gambar 3.1** Flowchart pengerjaan tugas akhir.

Sepertinya yang terlihat pada gambar 3.1, simulasi pada tugas akhir ini akan digunakan untuk memenuhi batasan dan fungsi objektif. Dengan cara menggunakan beberapa strategi pelepasan beban. Strategi tersebut antara lain:

- Pelepasan beban tanpa menggunakan relaksasi batasan.
- Pelepasan beban dengan relaksasi tegangan minimal (RV).
- Pelepasan beban dengan relaksasi aliran daya maksimal (RF).
- Pelepasan beban dengan RV dan RF secara bersamaan.

Adapun fungsi objektif yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\min F(Pg, Pd) = [\sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)] + [k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i)]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

### 3.1 Optimal Power Flow dengan SQP<sup>[15]</sup>

Matlab 2010 menyediakan alat bantu berupa fungsi (*function*) yang bertujuan untuk mencari nilai minimum dari sebuah fungsi  $f(x)$  dengan beberapa variabel di dalamnya, *function* tersebut dinamakan *fmincon*. Fungsi *fmincon* telah dilengkapi pilihan untuk menyelesaikan permasalahan dengan algoritma SQP. Secara umum *fmincon* ditulis dalam bentuk :

```
min F(X)    subject to:
C(X) <= 0, Ceq(X) = 0 (nonlinear constraints)
LB <= X <= UB (bounds)
```

#### 3.1.1 Vektor x0, x, LB, dan UB

Setiap variabel disusun dalam bentuk vektor  $x_0$  dan  $x$ . Vektor  $x_0$  berisi nilai awal dari setiap variabel tersebut. Sementara vektor  $x$  berisi nilai akhir atau nilai yang dicari untuk memenuhi fungsi  $f(x)$ . Namun setiap variabel harus memenuhi batas nilai minimal dan maksimal yang telah ditentukan. Batas nilai minimal setiap variabel dibentuk dalam vektor LB, sementara batas nilai maksimal setiap variabel dibentuk dalam vektor UB.

AC Optimal Power Flow menggunakan 4 macam variabel yaitu  $\theta, |V|, Pg, \text{ dan } Qg$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus (data ada



pada bab 3.4.1), maka masing-masing vektor  $x_0$ ,  $x$ ,  $LB$ , dan  $UB$  yang terbentuk berukuran  $24 \times 1$ , karena terdapat 24 variabel. Baris 1 sampai dengan 9 berisi variabel  $\theta$  sesuai dengan urutan dan jumlah bus. Baris 10 sampai dengan 18 berisi variabel  $|V|$  sesuai dengan urutan dan jumlah bus. Baris 19 sampai dengan 21 berisi variabel  $Pg$  sesuai dengan urutan dan jumlah generator. Sementara baris 22 sampai dengan 24 berisi variabel  $Qg$  sesuai dengan urutan dan jumlah generator. Masing-masing vektor yang terbentuk adalah sebagai berikut:

$$x_0 = \begin{bmatrix} \theta_1^0 \\ \theta_2^0 \\ \theta_3^0 \\ \theta_4^0 \\ \theta_5^0 \\ \theta_6^0 \\ \theta_7^0 \\ \theta_8^0 \\ \theta_9^0 \\ |V_1|^0 \\ |V_2|^0 \\ |V_3|^0 \\ |V_4|^0 \\ |V_5|^0 \\ |V_6|^0 \\ |V_7|^0 \\ |V_8|^0 \\ |V_9|^0 \\ Pg_1^0 \\ Pg_2^0 \\ Pg_3^0 \\ Qg_1^0 \\ Qg_2^0 \\ Qg_3^0 \end{bmatrix}; \quad x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \\ \theta_8 \\ \theta_9 \\ |V_1| \\ |V_2| \\ |V_3| \\ |V_4| \\ |V_5| \\ |V_6| \\ |V_7| \\ |V_8| \\ |V_9| \\ Pg_1 \\ Pg_2 \\ Pg_3 \\ Qg_1 \\ Qg_2 \\ Qg_3 \end{bmatrix}; \quad LB = \begin{bmatrix} \theta_1^{min} \\ \theta_2^{min} \\ \theta_3^{min} \\ \theta_4^{min} \\ \theta_5^{min} \\ \theta_6^{min} \\ \theta_7^{min} \\ \theta_8^{min} \\ \theta_9^{min} \\ |V_1|^{min} \\ |V_2|^{min} \\ |V_3|^{min} \\ |V_4|^{min} \\ |V_5|^{min} \\ |V_6|^{min} \\ |V_7|^{min} \\ |V_8|^{min} \\ |V_9|^{min} \\ Pg_1^{min} \\ Pg_2^{min} \\ Pg_3^{min} \\ Qg_1^{min} \\ Qg_2^{min} \\ Qg_3^{min} \end{bmatrix}; \quad UB = \begin{bmatrix} \theta_1^{maks} \\ \theta_2^{maks} \\ \theta_3^{maks} \\ \theta_4^{maks} \\ \theta_5^{maks} \\ \theta_6^{maks} \\ \theta_7^{maks} \\ \theta_8^{maks} \\ \theta_9^{maks} \\ |V_1|^{maks} \\ |V_2|^{maks} \\ |V_3|^{maks} \\ |V_4|^{maks} \\ |V_5|^{maks} \\ |V_6|^{maks} \\ |V_7|^{maks} \\ |V_8|^{maks} \\ |V_9|^{maks} \\ Pg_1^{maks} \\ Pg_2^{maks} \\ Pg_3^{maks} \\ Qg_1^{maks} \\ Qg_2^{maks} \\ Qg_3^{maks} \end{bmatrix}$$

### 3.1.2 Persamaan pada Vektor $g$ dan Matriks $dg$

Pada AC *Optimal Power Flow* terdapat sebuah batasan persamaan (*equality constraint*) atau *power balance* seperti pada persamaan 2.30



Diketahui bahwa persamaan *power balance* daya aktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

Sementara itu persamaan *power balance* daya reaktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

Ukuran vektor  $g$  adalah  $[2 \times nb \times 1]$ . Sehingga apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka vektor  $g$  yang terbentuk adalah sebesar  $18 \times 1$ .

Matriks dg berisi nilai dari turunan pertama persamaan *power balance* terhadap setiap variabel. Ukuran matriks dg adalah  $[m \times 2 \times nb]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka kedua persamaan *power balance* di setiap bus diturunkan terhadap dua puluh empat variabel. Matriks dg yang terbentuk sebesar  $24 \times 18$  adalah sebagai berikut:

26

$$dg = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_2|} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_6|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_6|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_6|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_9|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_3} \end{bmatrix}$$

### 3.1.3 Pertidaksamaan pada Vektor h dan Matriks dh

Pada AC *Optimal Power Flow* terdapat sebuah batasan pertidaksamaan (*inequality constraint*) atau aliran daya seperti pada persamaan 2.23 untuk aliran daya dari bus (*from bus*) dan persamaan 2.18 untuk aliran daya ke bus (*to bus*). Batasan persamaan ini harus bernilai lebih kecil dari batas kemampuan saluran (dalam Ampere, MVA atau MW). Persamaan aliran daya dibentuk ke dalam vektor h. Sementara gradien (turunan pertama) dari *inequality constraint* terhadap setiap variabel disusun ke dalam matriks dh.

Diketahui bahwa persamaan aliran daya (*from bus*) di setiap saluran adalah sebagai berikut :

$$h_l^f = S_{ij} = \bar{V}_l \cdot I_{ij}^* \quad l = 1, \dots, n_l$$

$$h_l^f = |V_l|^2 y_{ii}^* + |V_l|^2 y_{ij}^* - \bar{V}_l \cdot \bar{V}_j^* \cdot y_{ij}^*$$

Sementara itu persamaan aliran daya (*to bus*) di setiap saluran adalah sebagai berikut :

$$h_l^{To} = S_{ji} = \bar{V}_j \cdot I_{ji}^* \quad l = 1, \dots, n_l$$

$$I_{ji}^* = -I_{ij}^*$$


Ukuran vektor  $h$  adalah  $[2 \cdot n_l \times 1]$ . Sehingga apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki sembilan buah saluran (*branch*) maka vektor  $h$  yang terbentuk adalah sebesar  $18 \times 1$ .

$$h = \begin{bmatrix} h_l^f \\ h_l^{To} \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} \text{aliran daya from bus} \\ \text{aliran daya to bus} \end{array} \right.$$

$$h = \underbrace{[h_1^f \ h_2^f \ h_3^f \ h_4^f \ h_5^f \ h_6^f \ h_7^f \ h_8^f \ h_9^f]_{1 \times 9}}_{\text{sebanyak jumlah branch (nl)}} \underbrace{[h_1^{To} \ h_2^{To} \ h_3^{To} \ h_4^{To} \ h_5^{To} \ h_6^{To} \ h_7^{To} \ h_8^{To} \ h_9^{To}]_{1 \times 9}}_{\text{sebanyak jumlah branch (nl)}}^T$$

Matriks  $dh$  berisi nilai dari turunan pertama persamaan aliran daya terhadap setiap variabel. Ukuran matriks  $dh$  adalah  $[m \times 2 \cdot n_l]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka kedua persamaan aliran daya di setiap saluran diturunkan terhadap dua puluh empat variabel. Matriks  $dh$  yang terbentuk sebesar  $24 \times 18$  adalah sebagai berikut:

$$dh = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_l^f}{\partial \theta_i} & \frac{\partial h_l^{To}}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial h_l^f}{\partial |V_i|} & \frac{\partial h_l^{To}}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial h_i^f}{\partial P_{gi}} & \frac{\partial h_i^{To}}{\partial P_{gi}} \\ \frac{\partial h_i^f}{\partial Q_{gi}} & \frac{\partial h_i^{To}}{\partial Q_{gi}} \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} \Theta \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ |V| \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ Pg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ Qg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \end{array} \right.$$



$$dh = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_2|} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_8|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_8|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_8|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_9|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_3} \end{bmatrix}$$

### 3.1.4 Fungsi Objektif (Biaya Pembangkitan) pada Vektor f dan df

Fungsi objektif yang digunakan di dalam software ini adalah fungsi objektif untuk meminimalkan biaya pembangkitan setiap generator. Persamaan umum seperti yang dijelaskan pada persamaan 2.27 yaitu :

$$\min F(Pg) = \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)$$

Sementara itu gradien (turunan pertama) dari fungsi objektif tersebut dibentuk ke dalam vektor df. Ukuran vektor df adalah  $[m \times 1]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka vektor df berukuran  $24 \times 1$ . Vektor df yang terbentuk adalah:



$$df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_i} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_i} \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} \text{ } \end{array} \right\}$$

$\theta$  sebanyak jumlah bus (nb)

$|V|$  sebanyak jumlah bus (nb)

$Pg$  sebanyak jumlah generator (ng)

$Qg$  sebanyak jumlah generator (ng)

$$\rightarrow df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_3} \end{array} \right]$$

### 3.2 Modifikasi untuk Menambah Variabel $Pd_i$

Pada tugas akhir ini fungsi objektif yang akan diminimalkan terdiri dari biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Fungsi objektif biaya pembangkitan seperti pada persamaan 2.27, sedangkan fungsi objektif biaya pelepasan beban seperti pada persamaan 2.28. Bila dituliskan secara lengkap maka fungsi objektif menjadi seperti :

$$\min F(Pg, Pd) = [\sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)] + [k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i)]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

Dari fungsi objektif tersebut diketahui bahwa nilai  $Pd_i^0$  merupakan nilai awal daya aktif beban di bus  $i$ , yang mana  $Pd_i^0$  selalu bernilai tetap. Sedangkan yang berubah adalah nilai dari variabel  $Pd_i$ .

Variabel  $Pd_i$  merupakan daya aktif beban di bus  $i$  setelah gangguan. Oleh karena itu perlu ditambahkan variabel  $Pd_i$  dengan cara memodifikasi vektor dan matriks yang ada.

### 3.2.1 Modifikasi Vektor $x0$ , $x$ , $LB$ , dan $UB$

Variabel  $Pd$  diletakkan pada vektor  $x$  di baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya ( $\theta, |V|, Pg, dan Qg$ ). Variabel  $Pd$  memiliki nilai awal  $Pd^0$  yang bernilai sesuai daya beban mula-mula yang terhubung pada bus tersebut. Nilai dari  $Pd^0$  diletakkan pada vektor  $x0$  dengan baris yang sama seperti pada vektor  $x$ , yaitu baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya.

Nilai dari variabel  $Pd$  perlu diberikan batasan, batas minimal dari variabel baru ini diletakkan di dalam vektor  $LB$ . Sementara batas maksimal dari variabel  $Pd$  diletakkan pada vektor  $UB$ . Posisi  $Pd^{min}$  pada vektor  $LB$  juga diletakkan di baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya. Untuk posisi  $Pd^{maks}$  juga demikian, yaitu setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya.

Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka variabel yang semula berjumlah dua puluh empat buah menjadi berjumlah dua puluh tujuh variabel. Sehingga vektor  $x0$ ,  $x$ ,  $LB$  dan  $UB$  yang semula berukuran  $24 \times 1$  berubah menjadi  $27 \times 1$ . Dimana nilai  $Pd^{min}$  bernilai nol MW dan nilai  $Pd^{maks}$  sama dengan nilai  $Pd^0$  karena nilai batas daya beban maksimal dianggap sama dengan nilai daya beban mula-mula (daya beban tidak bertambah).

Nilai variabel  $Pd$  akan tetap sama dengan  $Pd^0$  bila tidak ada pelepasan beban (*load shedding*) setelah gangguan. Namun nilai variabel  $Pd$  akan berubah menjadi lebih kecil dari nilai  $Pd^0$  ketika pada bus beban perlu dilakukan pelepasan beban akibat terjadi kontingensi (gangguan). Masing-masing vektor yang terbentuk setelah modifikasi adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 x0 = & \begin{bmatrix} \theta_1^0 \\ \theta_2^0 \\ \theta_3^0 \\ \theta_4^0 \\ \theta_5^0 \\ \theta_6^0 \\ \theta_7^0 \\ \theta_8^0 \\ \theta_9^0 \\ |V_1|^0 \\ |V_2|^0 \\ |V_3|^0 \\ |V_4|^0 \\ |V_5|^0 \\ |V_6|^0 \\ |V_7|^0 \\ |V_8|^0 \\ |V_9|^0 \\ Pg_1^0 \\ Pg_2^0 \\ Pg_3^0 \\ Qg_1^0 \\ Qg_2^0 \\ Qg_3^0 \\ Pd_5^0 \\ Pd_7^0 \\ Pd_9^0 \end{bmatrix}; \quad x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \\ \theta_8 \\ \theta_9 \\ |V_1| \\ |V_2| \\ |V_3| \\ |V_4| \\ |V_5| \\ |V_6| \\ |V_7| \\ |V_8| \\ |V_9| \\ Pg_1 \\ Pg_2 \\ Pg_3 \\ Qg_1 \\ Qg_2 \\ Qg_3 \\ Pd_5 \\ Pd_7 \\ Pd_9 \end{bmatrix}; \quad LB = \begin{bmatrix} \theta_1^{min} \\ \theta_2^{min} \\ \theta_3^{min} \\ \theta_4^{min} \\ \theta_5^{min} \\ \theta_6^{min} \\ \theta_7^{min} \\ \theta_8^{min} \\ \theta_9^{min} \\ |V_1|^{min} \\ |V_2|^{min} \\ |V_3|^{min} \\ |V_4|^{min} \\ |V_5|^{min} \\ |V_6|^{min} \\ |V_7|^{min} \\ |V_8|^{min} \\ |V_9|^{min} \\ Pg_1^{min} \\ Pg_2^{min} \\ Pg_3^{min} \\ Qg_1^{min} \\ Qg_2^{min} \\ Qg_3^{min} \\ Pd_5^{min} \\ Pd_7^{min} \\ Pd_9^{min} \end{bmatrix}; \quad UB = \begin{bmatrix} \theta_1^{maks} \\ \theta_2^{maks} \\ \theta_3^{maks} \\ \theta_4^{maks} \\ \theta_5^{maks} \\ \theta_6^{maks} \\ \theta_7^{maks} \\ \theta_8^{maks} \\ \theta_9^{maks} \\ |V_1|^{maks} \\ |V_2|^{maks} \\ |V_3|^{maks} \\ |V_4|^{maks} \\ |V_5|^{maks} \\ |V_6|^{maks} \\ |V_7|^{maks} \\ |V_8|^{maks} \\ |V_9|^{maks} \\ Pg_1^{maks} \\ Pg_2^{maks} \\ Pg_3^{maks} \\ Qg_1^{maks} \\ Qg_2^{maks} \\ Qg_3^{maks} \\ Pd_5^{maks} \\ Pd_7^{maks} \\ Pd_9^{maks} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

### 3.2.2 Modifikasi Matriks dg

Jumlah variabel yang bertambah akan mempengaruhi ukuran matriks dg. Oleh sebab itu pada matriks dg perlu juga ditambahkan gradien (turunan pertama) persamaan *power balance* terhadap variabel  $Pd_i$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka semula matriks dg yang berukuran 24x18 berubah menjadi 27x18, dengan bentuk sebagai berikut:





$$g_i^P = Ps_i - Pg_i + Pd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

Maka  $\frac{\partial g_i^P}{\partial Pd_i}$  akan bernilai satu pada kolom (bus) yang terhubung dengan beban dan bernilai nol pada kolom (bus) yang tidak terdapat beban. Sementara itu persamaan *power balance* daya reaktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

$$g_i^Q = Qs_i - Qg_i + Qd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

Sehingga  $\frac{\partial g_i^Q}{\partial Pd_i}$  selalu bernilai nol pada setiap kolomnya (tidak berpengaruh) karena  $g_i^Q$  merupakan persamaan *power balance* daya reaktif namun diturunkan terhadap variabel daya aktif beban. Beban pada sistem IEEE 9 Bus terhubung dengan bus 5, bus 7, dan bus 9.

$$\frac{\partial g_5^P}{\partial Pd_5} = 1$$

$$\frac{\partial g_7^P}{\partial Pd_7} = 1$$

$$\frac{\partial g_9^P}{\partial Pd_9} = 1$$

### 3.2.3 Modifikasi Matriks dh

Jumlah variabel yang bertambah akan mempengaruhi ukuran matriks dh juga. Oleh sebab itu pada matriks dh perlu juga ditambahkan gradien (turunan pertama) persamaan aliran daya terhadap variabel  $Pd_i$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka semula matriks dg yang berukuran 24x18 berubah menjadi 27x18. Namun variabel  $Pd_i$  tidak terdapat pada persamaan aliran daya, sehingga gradien (turunan pertama) persamaan aliran daya terhadap variabel  $Pd_i$  selalu bernilai nol.

$$\frac{\partial h_i^f}{\partial Pd_i} = 0$$

$$\frac{\partial h_i^{To}}{\partial Pd_i} = 0$$

Matriks dh setelah modifikasi berbentuk sebagai berikut:



Meminimalkan

$$F(Pg, Pd) = \left[ \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \right] + \left[ k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i) \right]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

Sehingga, fungsi objektif yang diminimalkan menjadi

$$F(Pg, Pd) = \left[ \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \right] + \left[ k \sum_{i=1}^{nb} (Pd_i^0 - Pd_i) \right]$$

Vektor  $f$  pada mulanya hanya terdiri atas biaya pembangkitan saja, untuk itu perlu dimodifikasi rumusannya agar dapat ditambah dengan biaya pelepasan beban. Ukuran vektor  $f$  setelah dimodifikasi tetap sama seperti ukuran semula yaitu  $1 \times 1$ . Sementara itu vektor  $df$  mengalami perubahan ukuran karena adanya penambahan variabel  $Pd$  sebanyak jumlah bus beban. Oleh karena itu fungsi objektif yang baru perlu diturunkan terhadap variabel  $Pd_i$  ini juga.

Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) pada bus 5, bus 7, dan bus 9 maka ukuran vektor  $df$  berubah dari  $24 \times 1$  menjadi berukuran  $27 \times 1$ . Hasil gradien (turunan pertama) fungsi objektif terhadap variabel  $Pd_i$  adalah bernilai  $-k$ . Dimana  $k$  merupakan biaya pelepasan beban.

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_5} = -k$$

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_7} = -k$$

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_9} = -k$$

Sehingga, vektor  $df$  setelah modifikasi berbentuk sebagai berikut:

$$df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial F}{\partial P g_i} \\ \frac{\partial F}{\partial Q g_i} \\ \frac{\partial F}{\partial P d_i} \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} \Theta \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ |V| \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ Pg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ Qg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ Pd \text{ sebanyak jumlah bus terhubung beban (nlb)} \end{array} \right\} \rightarrow df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial |V_1|}{\partial F} \\ \frac{\partial |V_2|}{\partial F} \\ \vdots \\ \frac{\partial |V_8|}{\partial F} \\ \frac{\partial |V_9|}{\partial F} \\ \frac{\partial P g_1}{\partial F} \\ \frac{\partial P g_2}{\partial F} \\ \frac{\partial P g_3}{\partial F} \\ \frac{\partial Q g_1}{\partial F} \\ \frac{\partial Q g_2}{\partial F} \\ \frac{\partial Q g_3}{\partial F} \\ \frac{\partial P d_5}{\partial F} \\ \frac{\partial P d_7}{\partial F} \\ \frac{\partial P d_9}{\partial F} \end{array} \right]$$

### 3.2.5 Modifikasi Persamaan pada Fungsi *makeSbus*

Sebelum membentuk vektor g, persamaan *power balance* dihitung di dalam sebuah fungsi, fungsi tersebut bernama *makeSbus*. Pada awalnya fungsi ini menghitung persamaan *power balance* daya aktif dan daya reaktif seperti pada persamaan 2.30 dan 2.31. Namun karena adanya penambahan variabel  $Pd_i$  maka perlu adanya modifikasi.



Nilai dari variabel  $Pd_i$  dapat berubah namun dapat juga tetap. Pada saat terjadi pelepasan beban maka nilai variabel  $Pd_i$  berubah. Perubahan nilai  $\Delta Pd_i$  ini perlu diikuti dengan perubahan  $\Delta Qd_i$  yang proporsional. Karena pada saat terjadi pelepasan beban tidak hanya daya aktif beban  $Pd_i$  saja yang hilang namun daya reaktif beban  $Qd_i$  juga hilang.

Agar perubahan nilai  $\Delta Pd_i$  dengan perubahan  $\Delta Qd_i$  proporsional maka *power factor* ( $pf$ ) beban di setiap bus beban dijaga konstan. Sehingga perlu diketahui terlebih dahulu  $pf$  pada saat beban mula-mula. Kemudian besar sudut  $\varphi$  dari nilai  $\cos\varphi$  tersebut dijadikan patokan untuk menghitung nilai daya reaktif beban  $Qd_i$  ketika nilai variabel  $Pd_i$  berubah.

$$pf = \cos\varphi = \frac{P}{S}$$

$$\sin\varphi = \frac{Q}{S}$$

$$\cos\varphi = \frac{P}{Q}$$

$$P = \frac{Q}{\sin\varphi} \cdot \cos\varphi$$

$$Q = P \cdot \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = P \cdot \tan\varphi$$

Sehingga agar  $pf$  bernilai tetap, maka

$$\cos\varphi_i = \frac{Pd_i^0}{\sqrt{(Pd_i^0)^2 + (Qd_i^0)^2}}$$

$$\varphi_i = \cos^{-1} \left( \frac{Pd_i^0}{\sqrt{(Pd_i^0)^2 + (Qd_i^0)^2}} \right)$$

$$Qd_i = Pd_i \cdot \tan\varphi_i$$

Kemudian nilai daya reaktif beban yang baru, yang proporsional dengan perubahan nilai daya aktif beban, dimasukkan ke dalam persamaan *equality constraint* :

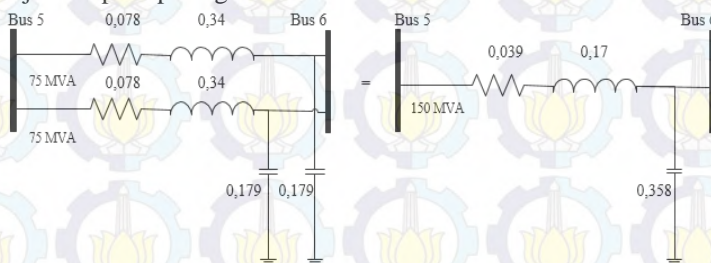
$$\begin{aligned} Ps_i - Pg_i + Pd_i &= 0 & i = 1, \dots, n_b \\ Qs_i - Qg_i + Qd_i &= 0 & i = 1, \dots, n_b \end{aligned}$$

### 3.3 Pemodelan Kontingensi

Setiap saluran (*branch*) memiliki opsi untuk dinyalakan atau dimatikan. Dimana opsi ini bisa dilakukan lewat pengisian data pada kolom status di data saluran. Kolom status yang bernilai sama dengan satu berarti menyala (terhubung) sedangkan kolom status yang bernilai sama dengan nol berarti padam (lepas). Pada saat saluran tunggal statusnya bernilai sama dengan nol maka impedansi saluran sama dengan nol atau dengan kata lain tidak ada saluran yang menghubungkan antar bus.

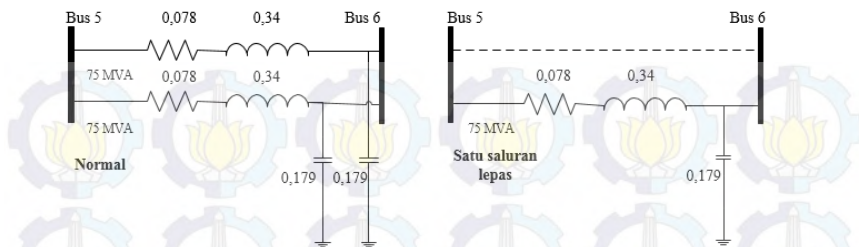
Selain menggunakan opsi nilai status saluran dapat juga dengan cara mengganti nilai impedansi saluran. Cara ini dapat digunakan untuk mengkondisikan kasus apabila ada saluran paralel yang kemudian tiba-tiba terlepas salah satu salurannya hingga tinggal satu saluran saja. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki sembilan buah saluran, misalkan terjadi saluran lepas di saluran yang menghubungkan bus 5 dan bus 6.

Data impedansi saluran dari bus 5 ke bus 6 adalah  $r=0,039$  pu;  $x=0,17$  pu;  $b=0,358$  pu; kapasitas saluran=150 MVA; dianggap merupakan data saluran paralel namun telah disederhanakan menjadi saluran tunggal. Sehingga bila ditulis dalam data impedansi saluran paralel maka sebenarnya adalah  $r_1=r_2=0,078$  pu;  $x_1=x_2=0,34$  pu;  $b_1=b_2=0,179$  pu; kapasitas masing-masing saluran=75 MVA. Hal ini diperjelas seperti pada gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus.

Pada saat salah satu saluran paralel dari bus 5 ke bus 6 ada yang mengalami gangguan (lepas saluran) maka impedansi saluran dari bus 5 ke 6 menjadi  $r=0,078$  pu;  $x=0,34$  pu;  $b=0,179$  pu; kapasitas saluran=75 MVA. Hal ini diperjelas seperti pada gambar 3.3.

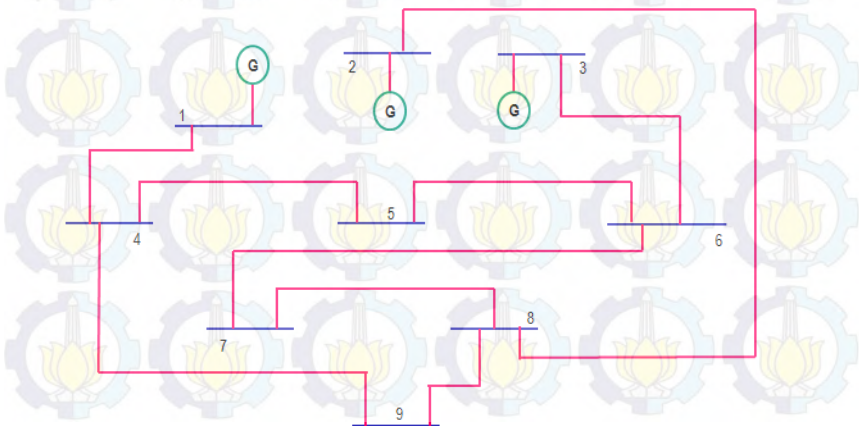


**Gambar 3.3** Ilustrasi saluran paralel pada saat salah satu saluran lepas di sistem IEEE 9 Bus.

### 3.4 Data Sistem Kelistrikan

Penerapan SQP untuk strategi pelepasan beban diuji cobakan pada sistem IEEE 9 Bus terlebih dahulu, kemudian diterapkan pada sistem 500 kV Jawa-Bali. Pada simulasi ini biaya pelepasan beban ditentukan lebih mahal daripada biaya pembangkitan. Hal ini bertujuan agar simulasi tidak melakukan pemotongan beban pada saat sistem terdapat gangguan. Pemotongan beban baru dilakukan jika terdapat gangguan (kontingensi). Biaya pelepasan beban pada sistem IEEE 9 Bus ini ditentukan seharga 150 \$/MWh sementara pada sistem 500 kV Jawa-Bali seharga 1700 Rp/kWh.

#### 3.4.1 Sistem Kelistrikan IEEE 9 Bus



**Gambar 3.4** Sistem IEEE 9 Bus (345 kV).

**Tabel 3.1** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem IEEE 9 Bus.

Generator di Bus	Batas Daya Aktif $P$ (MW)		Batas Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
	Minimal	Maksimal	Minimal	Maksimal
1	10	250	-300	300
2	10	300	-300	300
3	10	270	-300	300

**Tabel 3.2** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem IEEE 9 Bus.

Generator di Bus	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ \$/jam		
	a	b	c
1	0,1100	5,0	150
2	0,0850	1,2	600
3	0,1225	1,0	335

**Tabel 3.3** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran (MVA)
Dari	Ke				
1	4	0	0,0576	0	250
4	5	0,0170	0,0920	0,1580	250
5	6	0,0390	0,1700	0,3580	150
3	6	0	0,0586	0	300
6	7	0,0119	0,1008	0,2090	150
7	8	0,0085	0,0720	0,1490	250
8	2	0	0,0625	0	250
8	9	0,0320	0,1610	0,3060	250
9	4	0,0100	0,0850	0,1760	250

**Tabel 3.4** Data bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
1	3	Slack	0	0	0,9	1,1
2	2	Generator	0	0	0,9	1,1
3	2	Generator	0	0	0,9	1,1
4	1	Load	0	0	0,9	1,1
5	1	Load	90	30	0,9	1,1



**Lanjutan tabel 3.4** Data bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
6	1	Load	0	0	0,9	1,1
7	1	Load	100	35	0,9	1,1
8	1	Load	0	0	0,9	1,1
9	1	Load	125	50	0,9	1,1

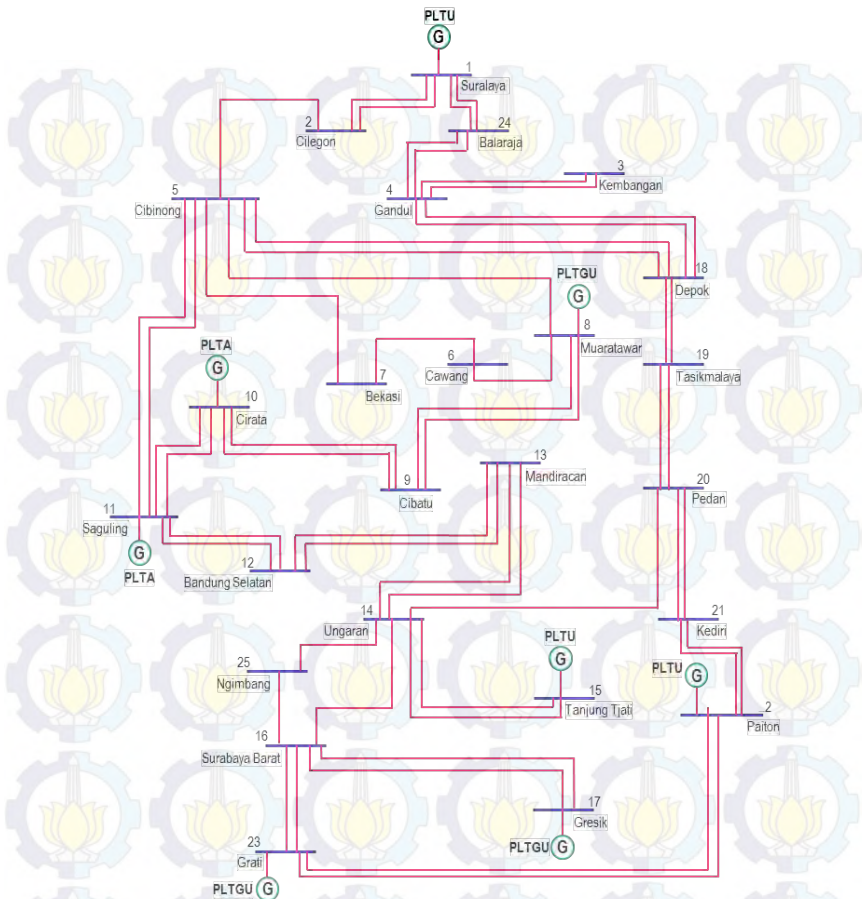
Pada kondisi normal ini beban dinaikkan hingga 118% dari beban aslinya dengan nilai faktor daya yang sama. Beban perlu untuk dinaikkan agar dapat diamati besar tegangan di bus dan aliran daya di saluran pada saat normal maupun pada saat terjadi gangguan di saluran (*branch*).

**Tabel 3.5** Data bus beban IEEE 9 Bus setelah daya aktif dan reaktif beban dinaikkan hingga 118%.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	<i>pf</i>
5	1	Load	196,2	65,45	0,9486
7	1	Load	218,0	76,34	0,9438
9	1	Load	272,5	109,06	0,9284
<b>Total:</b>			686,7	250,90	

### 3.4.2 Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa-Bali

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali, di Cinere Gandul. Sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali terdiri dari dua puluh lima bus dengan delapan pusat pembangkit, serta tiga puluh saluran transmisi tegangan ekstra tinggi yang menghubungkan antar bus. Pada sistem 500 kV Jawa-Bali ini terdapat saluran tunggal dan saluran paralel seperti terlihat pada gambar 3.5.



**Gambar 3.5** Sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali.

Delapan pusat pembangkit yang terhubung dengan sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali, yaitu :

- PLTU Suralaya
- PLTGU Muaratawar
- PLTA Cirata
- PLTA Saguling
- PLTU Tanjung Tjati

- PLTGU Gresik
- PLTU Paiton
- PLTGU Grati

Masing-masing pusat pembangkit memiliki jumlah unit generator yang berbeda. Selain itu kapasitas minimum dan maksimum daya pembangkitan di setiap pusat pembangkit juga berbeda-beda. Data kapasitas masing-masing unit generator ditunjukkan seperti pada tabel 3.6 dan data koefisien biaya pembangkitan setiap unit generator ditunjukkan seperti pada tabel 3.7.

**Tabel 3.6** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Unit Generator	Daya Aktif $P$ (MW)		Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
		Min.	Maks.	Min.	Maks.
PLTU Suralaya	(1)SRLYA1B	200	373	-45	248
	(2)SRLYA2B	200	373	-30	248
	(3)SRLYA3B	200	373	-30	248
	(4)SRLYA4B	200	373	-30	248
	(5)SRLYA5B	301	585	-221	283
	(6)SRLYA6B	301	585	-221	283
	(7)SRLYA7B	301	585	-221	312
	(8)SRLYA8	312	625	-168	319
PLTGU Muaratawar	(9)MTWAR11	72	135	-19	69
	(10)MTWAR10	72	135	-15	94
	(11)MTWAR12	72	135	-19	69
	(12)MTWAR13	72	135	-19	69
	(13)MTWAR31	35	140	-19	69
	(14)MTWAR32	35	140	-19	69
	(15)MTWAR33	35	140	-19	69
	(16)MTWAR21	72	135	-19	69
	(17)MTWAR22	72	135	-19	69
	(18)MTWAR41	35	140	-19	69
	(19)MTWAR42	35	140	-19	69
	(20)MTWAR43	35	140	-19	69
	(21)MTWAR51	35	140	-19	69
	(22)MTWAR52	35	140	-19	69
PLTA Cirata	(23)CRT1-CRT8	500	1000	-320	347
PLTA Saguling	(24)SGL1-SGL4	350	700	-461	177
PLTU Tanjung Tjati	(25)STJTIB1B	414	658	-200	375
	(26)STJTIB2B	414	658	-200	375
	(27)STJTIB3B	403	661	-108	278
	(28)STJTIB4B	403	661	-108	278

**Lanjutan tabel 3.6** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Unit Generator	Daya Aktif $P$ (MW)		Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
		Min.	Maks.	Min.	Maks.
PLTGU Gresik	(29)GRSIK20	53	100	-47	88
	(30)GRSIK21	53	100	-28	52
	(31)GRSIK22	53	100	-28	52
	(32)GRSIK23	53	100	-28	52
	(33)GRSIK30	53	100	-34	62
	(34)GRSIK31	53	100	-20	37
	(35)GRSIK32	53	100	-28	52
	(36)GRSIK33	53	100	-28	52
PLTU Paiton	(37)PITON1B	225	370	-19	248
	(38)PITON2B	225	370	-19	248
	(39)PITONJAPOW	305	610	-224	283
	(40)PITONJAPOW	305	610	-224	283
	(41)PITONPEC	302	615	-226	282
	(42)PITONPEC	302	615	-226	282
	(43)PITON3	408	815	-94	399
	(44)PITON9	330	660	-239	403
PLTGU Grati	(45)GRATI13	90	149	-32	66
	(46)GRATI11	90	149	-32	66
	(47)GRATI12	120	299	-32	66
	(48)GRATI10	180	450	-40	120

**Tabel 3.7** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Generator	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ Rp/jam		
		a	b	c
PLTU Suralaya	(1)SRLYA1B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(2)SRLYA2B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(3)SRLYA3B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(4)SRLYA4B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(5)SRLYA5B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(6)SRLYA6B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(7)SRLYA7B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(8)SRLYA8	12,331	331299,077	27825663,054



**Lanjutan tabel 3.7** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Generator	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ Rp/jam		
		a	b	c
PLTGU Muaratawar	(9)MTWAR11	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(10)MTWAR10	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(11)MTWAR12	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(12)MTWAR13	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(13)MTWAR31	-833,19	104653,69	33413080,07
	(14)MTWAR32	-2050,22	2575204,46	82219298,89
	(15)MTWAR33	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(16)MTWAR21	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(17)MTWAR22	-13530,73	5574538,40	-33499556,79
	(18)MTWAR41	-833,19	1046536,69	33413080,07
	(19)MTWAR42	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(20)MTWAR43	-1716,28	2155754,41	68827395,79
PLTA Cirata	(21)MTWAR51	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(22)MTWAR52	-1716,28	2155754,41	68827395,79
PLTA Saguling	(23)CRT1-CRT8	0	12000,00	$7,56571 \times 10^{-9}$
PLTU Tanjung Tjati	(24)SGL1-SGL4	0	8000,00	0,000224
	(25)STJTIB1B	273,58	16340,74	95475625,28
	(26)STJTIB2B	273,58	16340,74	95475625,29
	(27)STJTIB3B	2,17	330573,67	14472781,59
PLTGU Gresik	(28)STJTIB4B	2,17	330573,67	14472781,59
	(29)GRSIK20	191,58	1042300,05	1782179,35
	(30)GRSIK21	191,58	1042300,05	1782179,35
	(31)GRSIK22	191,58	1042300,05	1782179,35
	(32)GRSIK23	191,58	1042300,05	1782179,35
	(33)GRSIK30	191,58	1042300,05	1782179,35
	(34)GRSIK31	191,58	1042300,05	1782179,35
	(35)GRSIK32	191,58	1042300,05	1782179,35
PLTU Paiton	(36)GRSIK33	191,58	1042300,05	1782179,35
	(37)PITON1B	248,53	177955,57	39146501,94
	(38)PITON2B	248,53	177955,57	39146501,94
	(39)PITONJAPOW	-117,26	405672,59	-125430,43
	(40)PITONJAPOW	-117,26	405672,59	-125430,43
	(41)PITONPEC	-122,96	395412,20	2852350,01
	(42)PITONPEC	-122,96	395412,20	2852350,01
	(43)PITON3	-0,90	286673,59	22962381,56
PLTGU Grati	(44)PITON9	-191,51	469004,87	-3655248,22
	(45)GRATI13	13722,28	-2831349,39	217018027,06
	(46)GRATI11	13722,28	-2831349,39	217018027,06
	(47)GRATI12	137,46	520214,04	14369000,39
	(48)GRATI10	-32,53	557456,00	9663994,96

Data impedansi saluran sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali dan kapasitas masing-masing saluran ditunjukkan seperti pada tabel 3.8 dan 3.9.

**Tabel 3.8** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)
Dari	Ke			
Cilegon (A)	Suralaya (A)	0,0001252992	0,00140175	0,00000002089
Cilegon (B)	Suralaya (B)	0,0001252992	0,00140175	0,00000002089
Suralaya (A)	Balaraja (A)	0,0007355356	0,00706666	0,00000010370
Suralaya (B)	Balaraja (B)	0,0007355356	0,00706666	0,00000010370
Cilegon	Cibinong	0,0013133324	0,01469258	0,00000021184
Kembangan (A)	Gandul (A)	0,0003026357	0,00338566	0,00000004875
Kembangan (B)	Gandul (B)	0,0003026357	0,00338566	0,00000004875
Gandul (A)	Depok (A)	0,0000694175	0,00066693	0,00000001210
Gandul (B)	Depok (B)	0,0000694175	0,00066693	0,00000001210
Bekasi	Cibinong	0,0004441880	0,00426754	0,00000006113
Cibinong	Muaratawar	0,0005625600	0,00540480	0,00000008145
Saguling (A)	Cibinong (A)	0,0008222760	0,00919900	0,00000013022
Saguling (B)	Cibinong (B)	0,0008222760	0,00919900	0,00000013022
Cawang	Bekasi	0,0001973648	0,00189618	0,00000002710
Cawang	Muaratawar	0,0006211600	0,00596780	0,00000006596
Muaratawar (A)	Cibatu (A)	0,0005644116	0,00542259	0,00000007774
Muaratawar (B)	Cibatu (B)	0,0005644116	0,00542259	0,00000007774
Cibatu (A)	Cirata (A)	0,0005479920	0,00526484	0,00000007419
Cibatu (B)	Cirata (B)	0,0005479920	0,00526484	0,00000007419
Cirata (A)	Saguling (A)	0,0002949455	0,00283369	0,00000004064
Cirata (B)	Saguling (B)	0,0002949455	0,00283369	0,00000004064
Saguling (A)	Bdg. Selatan (A)	0,0003915600	0,00438048	0,00000006090
Saguling (B)	Bdg. Selatan (B)	0,0003915600	0,00438048	0,00000006090
Mandiracan (A)	Bdg. Selatan (A)	0,0013981960	0,01343318	0,00000019257
Mandiracan (B)	Bdg. Selatan (B)	0,0013981960	0,01343318	0,00000019257
Ungaran (A)	Mandiracan (A)	0,0026956000	0,02589800	0,00000035949
Ungaran (B)	Mandiracan (B)	0,0026956000	0,02589800	0,00000035949
Ungaran (A)	Tanjung Jati (A)	0,0013533920	0,01514073	0,00000021832
Ungaran (B)	Tanjung Jati (B)	0,0013533920	0,01514073	0,00000021832
Ungaran	Sby. Barat	0,0029792240	0,02862292	0,00000043080
Pedan	Ungaran	0,0009036120	0,00868146	0,00000012144
Gresik (A)	Sby. Barat (A)	0,0002801080	0,00269114	0,00000003861
Gresik (B)	Sby. Barat (B)	0,0002801080	0,00269114	0,00000003861

**Lanjutan tabel 3.8** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)
Dari	Ke			
Sby. Barat (A)	Grati (A)	0,0007972764	0,00891933	0,00000014965
Sby. Barat (B)	Grati (B)	0,0007972764	0,00891933	0,00000014965
Cibinong (A)	Depok (A)	0,0001824804	0,00175318	0,00000002258
Cibinong (B)	Depok (B)	0,0001824804	0,00175318	0,00000002258
Tasikmalaya (A)	Depok (A)	0,0028061800	0,03139344	0,00000044636
Tasikmalaya (B)	Depok (B)	0,0028061800	0,03139344	0,00000044636
Pedan (A)	Tasikmalaya (A)	0,0030571800	0,03420144	0,00000049236
Pedan (B)	Tasikmalaya (B)	0,0030571800	0,03420144	0,00000049236
Pedan (A)	Kediri (A)	0,0020531800	0,02296944	0,00000032781
Pedan (B)	Kediri (B)	0,0020531800	0,02296944	0,00000032781
Paiton (A)	Kediri (A)	0,0020531800	0,02296944	0,00000033866
Paiton (B)	Kediri (B)	0,0020531800	0,02296944	0,00000033866
Paiton (A)	Grati (A)	0,0008821444	0,00986877	0,00000014236
Paiton (B)	Grati (B)	0,0008821444	0,00986877	0,00000014236
Balaraja (A)	Gandul (A)	0,0005958448	0,00572458	0,00000007500
Balaraja (B)	Gandul (B)	0,0005958448	0,00572458	0,00000007500
Ngimbang	Ungaran	0,0023479616	0,02255806	0,00000033498
Ngimbang	Sby. Barat	0,0005578720	0,00535976	0,00000007677

**Tabel 3.9** Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Branch	Bus		Batas Arus (Ampere)	Batas Aliran Daya (MVA)
	Dari	Ke		
1	Cilegon (A)	Suralaya (A)	2472	2141
1	Cilegon (B)	Suralaya (B)	2472	2141
2	Suralaya (A)	Balaraja (A)	1980	1715
2	Suralaya (B)	Balaraja (B)	1980	1715
3	Cilegon	Cibinong	2472	2141
4	Kembangan (A)	Gandul (A)	3220	2789
4	Kembangan (B)	Gandul (B)	3220	2789
5	Gandul (A)	Depok (A)	2860	2477
5	Gandul (B)	Depok (B)	2860	2477
6	Bekasi	Cibinong	2400	2078
7	Cibinong	Muaratawar	2320	2009
8	Saguling (A)	Cibinong (A)	2400	2078
8	Saguling (B)	Cibinong (B)	2400	2078
9	Cawang	Bekasi	2400	2078
10	Cawang	Muaratawar	2320	2009



**Lanjutan tabel 3.9** Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Branch	Bus		Batas Arus (Ampere)	Batas Aliran Daya (MVA)
	Dari	Ke		
11	Muaratawar (A)	Cibatu (A)	2320	2009
11	Muaratawar (B)	Cibatu (B)	2320	2009
12	Cibatu (A)	Cirata (A)	2320	2009
12	Cibatu (B)	Cirata (B)	2320	2009
13	Cirata (A)	Saguling (A)	2500	2165
13	Cirata (B)	Saguling (B)	2500	2165
14	Saguling (A)	Bdg. Selatan (A)	3000	2598
14	Saguling (B)	Bdg. Selatan (B)	3000	2598
15	Mandiracan (A)	Bdg. Selatan (A)	2770	2399
15	Mandiracan (B)	Bdg. Selatan (B)	2770	2399
16	Ungaran (A)	Mandiracan (A)	2320	2009
16	Ungaran (B)	Mandiracan (B)	2320	2009
17	Ungaran (A)	Tanjung Jati (A)	2400	2078
17	Ungaran (B)	Tanjung Jati (B)	2400	2078
18	Ungaran	Sby. Barat	2300	1992
19	Pedan	Ungaran	2300	1992
20	Gresik (A)	Sby. Barat (A)	2078	1800
20	Gresik (B)	Sby. Barat (B)	2078	1800
21	Sby. Barat (A)	Grati (A)	2800	2425
21	Sby. Barat (B)	Grati (B)	2800	2425
22	Cibinong (A)	Depok (A)	2860	2477
22	Cibinong (B)	Depok (B)	2860	2477
23	Tasikmalaya (A)	Depok (A)	3000	2598
23	Tasikmalaya (B)	Depok (B)	3000	2598
24	Pedan (A)	Tasikmalaya (A)	2400	2078
24	Pedan (B)	Tasikmalaya (B)	2400	2078
25	Pedan (A)	Kediri (A)	2200	1905
25	Pedan (B)	Kediri (B)	2200	1905
26	Paiton (A)	Kediri (A)	2200	1905
26	Paiton (B)	Kediri (B)	2200	1905
27	Paiton (A)	Grati (A)	2800	2425
27	Paiton (B)	Grati (B)	2800	2425
28	Balaraja (A)	Gandul (A)	2860	2477
28	Balaraja (B)	Gandul (B)	2860	2477
29	Ngimbang	Ungaran	2300	1992
30	Ngimbang	Sby. Barat	2078	1800



Pada pengoperasian normal sehari-hari sistem 500 kV Jawa-Bali, batas saluran yang digunakan adalah sebesar 80% hingga 90% dari batas arus dan aliran daya pada tabel 3.9. Hal ini untuk memelihara umur peralatan. Pada tugas akhir ini untuk keadaan normal, batas masing-masing saluran (*branch*) yang digunakan sebesar 85% dari data batas aliran daya di atas. Sementara ketika terjadi gangguan, batas aliran daya pada saluran direlaksasi hingga 105%. Data bus pada sistem 500 kV Jawa-Bali yang digunakan merupakan data pembebanan pada tanggal 18 Maret 2013 pukul 13.30 WIB seperti pada tabel 3.10.

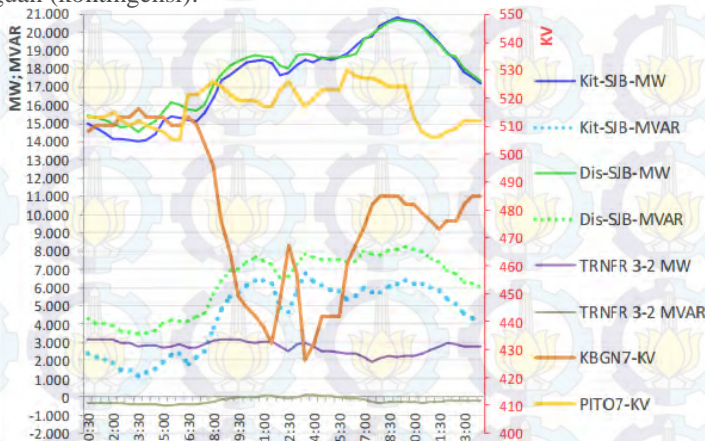
**Tabel 3.10** Data bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
1	3	Slack	226	17	0,95	1,05
2	1	Load	579	56	0,95	1,05
3	1	Load	470	145	0,95	1,05
4	1	Load	921	141	0,95	1,05
5	1	Load	654	320	0,95	1,05
6	1	Load	214	61	0,95	1,05
7	1	Load	619	119	0,95	1,05
8	2	Generator	0	0	0,95	1,05
9	1	Load	1233	312	0,95	1,05
10	2	Generator	592	224	0,95	1,05
11	2	Generator	0	0	0,95	1,05
12	1	Load	605	214	0,95	1,05
13	1	Load	293	28	0,95	1,05
14	1	Load	698	392	0,95	1,05
15	2	Generator	354	64	0,95	1,05
16	1	Load	985	518	0,95	1,05
17	2	Generator	151	71	0,95	1,05
18	1	Load	497	157	0,95	1,05
19	1	Load	74	35	0,95	1,05
20	1	Load	556	257	0,95	1,05
21	1	Load	551	167	0,95	1,05
22	2	Generator	557	85	0,95	1,05
23	2	Generator	375	149	0,95	1,05
24	1	Load	621	235	0,95	1,05
25	1	Load	261	52	0,95	1,05

Batas minimal dan maksimal tegangan pada sistem transmisi 500 kV sesuai dengan SPLN (Tegangan-Tegangan Standar) tahun 1995 yaitu sebesar  $\pm 5\%$ . Namun, terkadang tegangan turun melebihi batas minimal tersebut. Pada tanggal 18 Maret 2013 pukul 11.30 WIB, tegangan di

beberapa GITET (18 dari 25 GITET) turun hingga menembus 432 kV (-14%) di GITET Kembangan. Setelah itu tegangan terus berubah pada pukul 13.30 WIB, tercatat tegangan di GITET Kembangan mencapai 426 kV (-15%) terlihat pada gambar 3.6. Pada saat inilah baru diputuskan supaya operator melakukan tindakan pelepasan beban agar terhindar dari gangguan yang lebih besar.

Diketahui bahwa pada hari sebelumnya telah terjadi gangguan, hal inilah yang menyebabkan tegangan turun pada tanggal 18 Maret 2013. Dari kejadian tersebut, maka pada tugas akhir ini batas tegangan minimal yang seharusnya -5% direlaksasi menjadi -8% ketika terjadi gangguan (kontingensi).



**Gambar 3.6** Profil tegangan GITET Kembangan.<sup>[18]</sup>



## BAB 4

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 IEEE 9 Bus Kondisi Normal

Hasil simulasi pada saat sistem tidak ada gangguan dengan menggunakan program setelah dimodifikasi menunjukkan hasil yang sama dengan menggunakan program sebelum dimodifikasi. Hal ini dikarenakan pada sistem yang tidak terdapat gangguan, beban seharusnya tidak perlu dilepas. Hasil *running* simulasi adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.1** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,069	0,000
2	1,100	5,479
3	1,100	10,014
4	1,005	-6,532
5	0,963	-9,901
6	1,060	2,219
7	1,013	-4,736
8	1,046	-1,536
9	0,927	-13,564

- *Branch Data*

**Tabel 4.2** Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi normal.

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Losses	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	4	212,24	132,12	-212,24	-100,65	0	31,47
4	5	68,24	26,73	-67,26	-36,69	0,987	-9,97
5	6	-128,94	-28,76	135,99	22,75	7,051	-6,00
3	6	270,00	92,55	-270,00	-53,10	0	39,45
6	7	134,01	30,34	-131,92	-35,13	2,088	-4,79
7	8	-86,08	-41,21	86,79	31,41	0,707	-9,80
8	2	-224,74	-77,21	224,74	109,50	0	32,28
8	9	137,96	45,81	-131,24	-41,91	6,715	3,90
9	4	-141,26	-67,15	143,99	73,92	2,732	6,77
<b>Total</b>						20,280	83,32



- *Power Generation*

**Tabel 4.3** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	212,24	132,12
2	2	224,74	109,50
3	3	270,00	92,55
<b>Total:</b>		706,98	334,17

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.4** Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,9	1,069	1,1
2	0,9	1,100	1,1
3	0,9	1,100	1,1
4	0,9	1,005	1,1
5	0,9	0,963	1,1
6	0,9	1,060	1,1
7	0,9	1,013	1,1
8	0,9	1,046	1,1
9	0,9	0,927	1,1

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.5** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi normal.

Branch	From Bus	Sf  (MVA)	Smax  (MVA)	St  (MVA)	To Bus
1	1	250,00	250	234,89	4
2	4	73,29	250	76,62	5
3	5	132,11	150	137,88	6
4	3	285,42	300	275,17	6
5	6	137,40	150	136,52	7
6	7	95,44	250	92,30	8
7	8	237,64	250	250,00	2
8	8	145,36	250	137,77	9
9	9	156,41	250	161,86	4

- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.6** Hasil simulasi batas daya aktif generator IEEE 9 Bus kondisi normal.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
3	3	10	270	270

- *Load Data*

**Tabel 4.7** Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
5	196,2	0	196,2	65,45	65,45	0,9486
7	218,0	0	218,0	76,34	76,34	0,9438
9	272,5	0	272,5	109,06	109,06	0,9284
<b>Total:</b>	686,7	0	686,7	250,85	250,85	

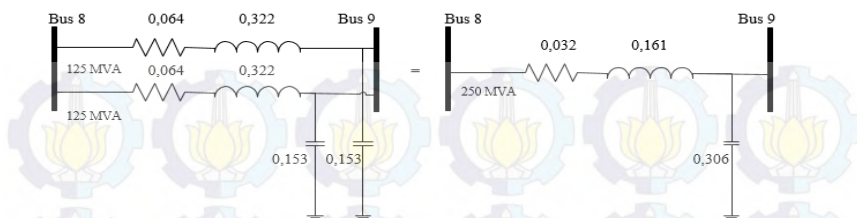
- *Total Cost*

**Tabel 4.8** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi normal.

Biaya Pembangunan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)
20.864,31 \$/h

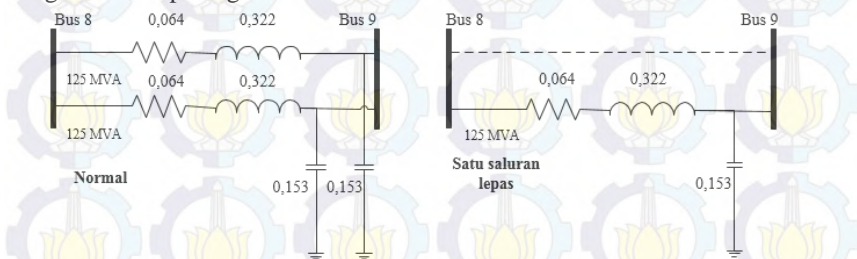
## 4.2 IEEE 9 Bus Kondisi Ada Saluran yang Lepas

Pada simulasi kondisi ada saluran yang lepas ini, saluran dari bus 8 ke bus 9 di sistem IEEE 9 Bus disimulasikan terlepas salah satu. Untuk mendapatkan kondisi yang seperti itu maka nilai impedansi saluran dari bus 8 ke bus 9 diganti. Semula nilai impedansi saluran ini adalah  $r_{8-9}=0,032$  pu;  $x_{8-9}=0,161$  pu;  $b_{8-9}=0,306$  pu; kapasitas saluran= 250 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.1.



**Gambar 4.1** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 8 ke bus 9) pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus.

Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{8-9}$  dan  $x_{8-9}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{8-9}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.2.



**Gambar 4.2** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 8 ke bus 9) di sistem IEEE 9 Bus.

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.9** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,063	0,000
2	1,100	11,256
3	1,100	10,700
4	0,991	-6,396
5	0,952	-9,324
6	1,061	3,865
7	1,017	-0,175

**Lanjutan tabel 4.9** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
8	1,052	4,138
9	0,900	-13,728

- *Branch Data*

**Tabel 4.10** Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Losses	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	4	203,62	145,05	-203,62	-113,18	0	31,86
4	5	58,36	24,82	-57,59	-35,54	0,774	-10,72
5	6	-138,61	-29,91	146,97	29,99	8,357	0,08
3	6	237,00	87,74	-237,00	-56,81	0	30,93
6	7	90,03	26,81	-89,02	-40,79	1,014	-13,98
7	8	-128,98	-35,55	130,41	31,71	1,430	-3,83
8	2	-229,33	-67,26	229,33	99,54	0	32,28
8	9	98,91	35,54	-92,13	-16,07	6,784	19,47
9	4	-142,15	-77,70	145,26	88,36	3,109	10,67
<b>Total</b>						21,469	96,77

- *Power Generation*

**Tabel 4.11** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	203,62	145,05
2	2	229,33	99,54
3	3	237,00	87,74
<b>Total:</b>		669,95	332,32



- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.12** Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,9	1,063	1,1
2	0,9	1,100	1,1
3	0,9	1,100	1,1
4	0,9	0,991	1,1
5	0,9	0,952	1,1
6	0,9	1,061	1,1
7	0,9	1,017	1,1
8	0,9	1,052	1,1
9	0,9	0,900	1,1

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.13** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	Sf  (MVA)	Smax  (MVA)	St  (MVA)	To Bus
1	1	250,00	250	232,96	4
2	4	63,42	250	67,67	5
3	5	141,80	150	150,00	6
4	3	252,72	300	243,71	6
5	6	93,94	150	97,92	7
6	7	133,79	250	134,21	8
7	8	238,99	250	250,00	2
8	8	105,11	125	93,52	9
9	9	162,00	250	170,03	4

- *Load Data*

**Tabel 4.14** Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
5	196,2	0	196,2	65,45	65,4500	0,9486
7	218,0	0	218,0	76,34	76,3400	0,9438
9	272,5	38,2177	234,2823	109,06	93,7645	0,9284
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	648,4823	250,85	235,5545	

- *Total Cost*

**Tabel 4.15** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)
24.259,81 \$/h

Dari tabel 4.14 diketahui bahwa pada saat terjadi kontingensi satu saluran lepas yang menghubungkan bus 8 ke bus 9, terdapat beban yang dilepas. Pada bus 9 (bus beban) dilakukan pemotongan beban sebesar 38,2177 MW. Untuk meminimalkan beban yang dilepas ini maka perlu dilakukan beberapa strategi *load shedding*.

#### 4.2.1 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV)

Dari tabel 4.12 diketahui bahwa tegangan di bus 9 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,9 pu, untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 9 sebesar 2% menjadi 0,88 pu. Hasil simulasi yang diperoleh :

**Tabel 4.16** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
9	0,9	0,88	0,900	0,888

**Tabel 4.17** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0,5171	196,2000	195,6829	65,2775
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	37,3315	234,2823	235,1685	94,1192
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	37,8486	648,4823	648,8514	235,7367

**Tabel 4.18** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)
24.256,35 \$/h

#### 4.2.2 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF)

Dari tabel 4.13 diketahui bahwa aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 ke 4, 5 ke 6, dan 8 ke 2 bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di masing-masing saluran tersebut, untuk itu dilakukan relaksasi batas aliran daya di ketiga saluran tersebut. Kapasitas ketiga saluran itu direlaksasi sebesar 5%. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.19** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	Sf  (MVA)	Sf  (MVA) relaksasi	Smax  (MVA)	Smax  (MVA) relaksasi	St  (MVA)	St  (MVA) relaksasi
1	250,00	262,50	250	262,5	232,96	242,48
2	63,42	59,22	250	250,0	67,67	65,35
3	141,80	148,04	150	157,5	150,00	157,5
4	252,72	257,04	300	300,0	243,71	248,12
5	93,94	91,22	150	150,0	97,92	95,79
6	133,79	136,43	250	250,0	134,21	137,10
7	238,99	250,74	250	262,5	250,00	262,50
8	105,11	113,96	125	125,0	93,52	100,67
9	162,00	172,78	250	250,0	170,03	183,31

**Tabel 4.20** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0	196,2000	196,2000	65,4500
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	23,9229	234,2823	248,5771	99,4856
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	23,9229	648,4823	662,7771	241,2756



**Tabel 4.21** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)
22.883,09 \$/h

#### 4.2.3 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya (RV dan RF)

Dari tabel 4.12 diketahui bahwa tegangan di bus 9 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,9 pu. Sementara itu dari tabel 4.13 diketahui bahwa aliran daya di saluran 1 ke 4, 5 ke 6, dan 8 ke 2 bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di masing-masing saluran tersebut. Untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 9 sebesar 2% menjadi 0,88 pu serta relaksasi batas aliran daya di ketiga saluran tersebut. Kapasitas ketiga saluran itu direlaksasi sebesar 5%. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.22** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
9	0,9	0,88	0,900	0,880

**Tabel 4.23** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	Sf  (MVA)	Sf  (MVA) relaksasi	Smax  (MVA)	Smax  (MVA) relaksasi	St  (MVA)	St  (MVA) relaksasi
1	250,00	262,50	250	262,5	232,96	242,46
2	63,42	58,07	250	250,0	67,67	63,11
3	141,80	147,55	150	157,5	150,00	157,50
4	252,72	259,83	300	300,0	243,71	249,87
5	93,94	92,62	150	150,0	97,92	96,84
6	133,79	135,15	250	250,0	134,21	135,77



**Lanjutan tabel 4.23** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_f $ (MVA)	$ S_f $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ St $ (MVA)	$ St $ (MVA) relaksasi
7	238,99	249,91	250	262,5	250,00	262,50
8	105,11	114,76	125	125,0	93,52	99,93
9	162,00	173,06	250	250,0	170,03	184,74

**Tabel 4.24** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0	196,2000	196,2000	65,4500
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	22,8707	234,2823	249,6293	99,9067
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	22,8707	648,4823	663,8293	241,6967

**Tabel 4.25** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
22.827,97 \$/h

### 4.3 Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Normal

Pada kondisi normal ini daya pembangkitan dan daya beban yang digunakan sesuai data tanggal 18 Maret 2013 pukul 13.30 WIB. Dimana saat waktu tersebut dari total 48 unit generator yang ada, hanya 39 unit generator yang beroperasi ke sistem 500 kV Jawa-Bali. Kesembilan unit yang tidak beroperasi itu adalah:

- (7)SRLYA7B
- (8)SRLYA8
- (16)MTWAR21
- (21)MTWAR51
- (22)MTWAR52

- (31)GRSIK22
- (32)GRSIK23
- (36)GRSIK33
- (38)PITON2B

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.26** Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,041	0,000
2	1,037	-0,355
3	0,973	-4,282
4	0,977	-3,815
5	0,976	-3,515
6	0,975	-4,287
7	0,973	-4,530
8	0,988	-2,796
9	0,975	-3,290
10	0,975	-1,872
11	0,972	-1,444
12	0,962	-0,697
13	0,953	4,122
14	0,971	15,715
15	1,050	24,621
16	0,991	20,447
17	0,995	20,518
18	0,976	-3,689
19	0,950	3,847
20	0,951	13,053
21	0,978	19,301
22	1,050	28,422
23	1,021	24,527
24	1,000	-2,586
25	0,983	18,900

- *Branch Data*

**Tabel 4.27** Hasil simulasi aliran daya di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	2	1	-994,63	-457,90	995,32	465,72
2	1	24	1440,68	1075,28	-1429,70	-969,82
3	2	5	415,63	401,90	-411,54	-356,22
4	3	4	-470,00	-145,00	470,39	149,32
5	4	18	-586,24	410,33	586,43	-408,54
6	7	5	-397,18	-27,68	397,93	34,83
7	5	8	-242,78	-182,12	243,32	187,35
8	11	5	733,93	-129,98	-731,51	157,00
9	6	7	221,94	92,47	-221,82	-91,32
10	6	8	-435,94	-153,47	437,33	166,88
11	8	9	351,35	429,77	-350,46	-421,21
12	9	10	-882,54	109,21	884,82	-87,31
13	10	11	-476,82	210,31	477,25	-206,26
14	11	12	-511,17	513,24	512,26	-501,09
15	13	12	1127,31	-190,51	-1117,26	287,09
16	14	13	1450,61	128,60	-1420,31	162,51
17	14	15	-2144,13	-656,08	2180,19	1059,55
18	14	16	-280,37	-27,58	282,87	51,66
19	20	14	-510,52	-156,85	513,37	184,23
20	17	16	114,00	220,00	-113,91	-219,16
21	16	23	-1655,35	-451,53	1667,29	585,12
22	5	18	333,9	26,51	-333,80	-25,48
23	19	18	759,05	-171,69	-749,63	277,02
24	20	19	845,12	-1,65	-833,05	136,69
25	20	21	-890,60	-98,50	899,71	200,44
26	22	21	1474,73	636,15	-1450,71	-367,44
27	22	23	1523,15	532,65	-1512,73	-416,12
28	24	4	808,70	734,82	-805,14	-700,65
29	25	14	238,90	34,77	-237,49	-21,18
30	25	16	-499,90	-86,77	501,39	101,04

- *Power Generation*

**Tabel 4.28** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	373,00	248,00
2	1	373,00	248,00
3	1	373,00	248,00
4	1	373,00	248,00
5	1	585,00	283,00
6	1	585,00	283,00
9	8	135,00	69,00
10	8	135,00	94,00
11	8	135,00	69,00
12	8	135,00	69,00
13	8	140,00	69,00
14	8	35,00	69,00
15	8	35,00	69,00
17	8	72,00	69,00
18	8	140,00	69,00
19	8	35,00	69,00
20	8	35,00	69,00
23	10	1.000,00	347,00
24	11	700,00	177,00
25	15	606,10	291,11
26	15	606,10	291,11
27	15	661,00	270,66
28	15	661,00	270,66
29	17	53,00	88,00
30	17	53,00	52,00
33	17	53,00	62,00
34	17	53,00	37,00
35	17	53,00	52,00
37	22	225,00	179,11
39	22	610,00	179,11
40	22	610,00	179,11
41	22	615,00	179,11
42	22	615,00	179,11
43	22	549,88	179,11
44	22	330,00	179,11



**Lanjutan tabel 4.28** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
45	23	114,78	66,00
46	23	114,78	66,00
47	23	120,00	66,00
48	23	180,00	120,00
<b>Total:</b>		12.277,63	5.852,35

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.29** Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,95	1,041	1,05
2	0,95	1,037	1,05
3	0,95	0,973	1,05
4	0,95	0,977	1,05
5	0,95	0,976	1,05
6	0,95	0,975	1,05
7	0,95	0,973	1,05
8	0,95	0,988	1,05
9	0,95	0,975	1,05
10	0,95	0,975	1,05
11	0,95	0,972	1,05
12	0,95	0,962	1,05
13	0,95	0,953	1,05
14	0,95	0,971	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,991	1,05
17	0,95	0,995	1,05
18	0,95	0,976	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,951	1,05
21	0,95	0,978	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,021	1,05
24	0,95	1,000	1,05
25	0,95	0,983	1,05

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.30** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Branch	From Bus	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA)	To Bus
1	2	1.094,97	3.639,70	1.098,89	1
2	1	1.797,72	2.914,65	1.727,60	24
3	2	578,16	1.819,85	544,30	5
4	3	491,86	4.740,45	493,52	4
5	4	715,58	4.210,90	714,71	18
6	7	398,15	1.766,30	399,45	5
7	5	303,50	1.707,65	307,09	8
8	11	745,35	3.533,45	748,17	5
9	6	240,43	1.766,30	239,88	7
10	6	462,16	1.707,65	468,09	8
11	8	555,11	3.415,30	547,94	9
12	9	889,28	3.415,30	889,12	10
13	10	521,14	3.680,50	519,91	11
14	11	724,37	4.416,60	716,59	12
15	13	1.143,30	4.078,30	1.153,55	12
16	14	1.456,30	3.415,30	1.429,58	13
17	14	2.242,26	3.533,45	2.424,02	15
18	14	281,72	1.693,20	287,55	16
19	20	534,07	1.693,20	545,42	14
20	17	247,78	3.059,15	247,00	16
21	16	1.715,82	4.122,50	1.766,98	23
22	5	334,95	4.210,90	334,77	18
23	19	778,22	4.416,60	799,18	18
24	20	845,12	3.533,45	844,19	19
25	20	896,03	3.239,35	921,77	21
26	22	1.606,09	3.239,35	1.496,52	21
27	22	1.613,60	4.122,50	1.568,92	23
28	24	1.092,69	4.210,90	1.067,32	4
29	25	241,42	1.693,20	238,43	14
30	25	507,38	1.530,00	511,47	16

- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.31** Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
1	1	200	373	373
2	1	200	373	373
3	1	200	373	373
4	1	200	373	373
5	1	301	585	585
6	1	301	585	585
9	8	72	135	135
10	8	72	135	135
11	8	72	135	135
12	8	72	135	135
13	8	35	140	140
14	8	35	35	140
15	8	35	35	140
17	8	72	72	135
18	8	35	140	140
19	8	35	35	140
20	8	35	35	140
23	10	500	1000	1000
24	11	350	700	700
27	15	403	661	661
28	15	403	661	661
29	17	53	53	100
30	17	53	53	100
33	17	53	53	100
34	17	53	53	100
35	17	53	53	100
37	22	225	225	370
39	22	305	610	610
40	22	305	610	610
41	22	302	615	615
42	22	302	615	615
44	22	330	330	660
47	23	120	120	299
48	23	180	180	450

- *Generation Constraints (Reactive Power Limits)*

**Tabel 4.32** Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Qgmin (Mvar)	Qg (Mvar)	Qgmaks (Mvar)
1	1	-45	248	248
2	1	-30	248	248
3	1	-30	248	248
4	1	-30	248	248
5	1	-221	283	283
6	1	-221	283	283
9	8	-19	69	69
10	8	-15	94	94
11	8	-19	69	69
12	8	-19	69	69
13	8	-19	69	69
14	8	-19	69	69
15	8	-19	69	69
17	8	-19	69	69
18	8	-19	69	69
19	8	-19	69	69
20	8	-19	69	69
23	10	-320	347	347
24	11	-461	177	177
29	17	-47	88	88
30	17	-28	52	52
33	17	-34	62	62
34	17	-20	37	37
35	17	-28	52	52
45	23	-32	66	66
46	23	-32	66	66
47	23	-32	66	66
48	23	-40	120	120



- *Load Data*

**Tabel 4.33** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	0	47	145	145	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	0	621	235	235	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	0	12.086	3.819	3.819	

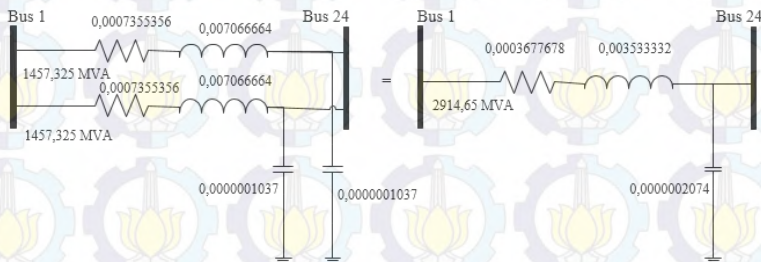
- *Total Cost*

**Tabel 4.34** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)</b>
Rp 5.758.993.322,75 /jam

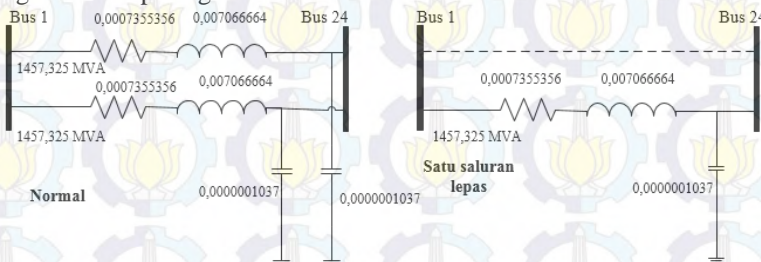
#### 4.4 Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Ada Saluran yang Lepas

Pada simulasi sistem dengan kondisi ada saluran yang lepas, saluran dari bus 1 ke bus 24 dan saluran dari bus 13 ke bus 14 di sistem 500 kV Jawa-Bali disimulasikan masing-masing terlepas salah satu. Untuk mendapatkan kondisi yang seperti itu, maka nilai impedansi saluran dari bus 1 ke bus 24 dan dari bus 13 ke bus 24 diganti. Semula nilai impedansi saluran adalah  $r_{1-24}=0,0003677678$  pu;  $x_{1-24}=0,003533332$  pu;  $b_{1-24}=0,0000002074$  pu; kapasitas saluran=2914,65 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.3.



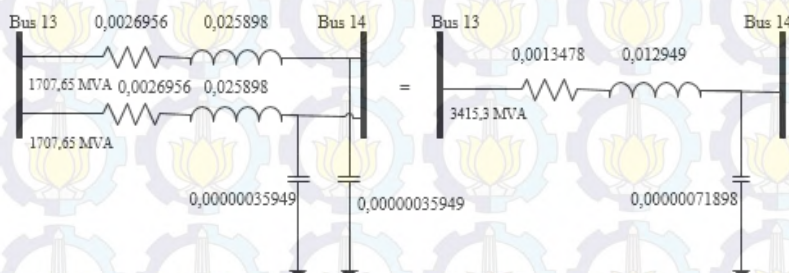
**Gambar 4.3** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 1 ke bus 24) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{1-24}$  dan  $x_{1-24}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{1-24}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.4.



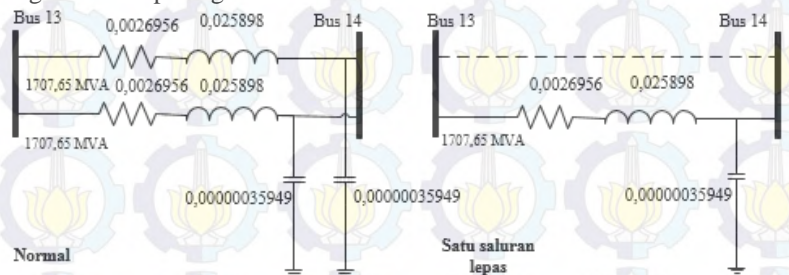
**Gambar 4.4** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 1 ke bus 24) di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Sementara nilai impedansi saluran adalah  $r_{13-14}=0,0013478$  pu;  $x_{13-14}=0,012949$  pu;  $b_{13-14}=0,00000071898$  pu; kapasitas saluran=3415,3 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.5.



**Gambar 4.5** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 13 ke bus 14) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{13-14}$  dan  $x_{13-14}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{13-14}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.6.



**Gambar 4.6** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 13 ke bus 14) di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.35** Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,050	0,000
2	1,046	-0,430
3	0,972	-5,738
4	0,974	-5,544
5	0,975	-5,400
6	0,974	-6,328
7	0,972	-6,524
8	0,987	-4,980
9	0,974	-5,693
10	0,974	-4,487
11	0,972	-4,175
12	0,962	-4,017
13	0,953	-1,051
14	0,976	15,066
15	1,050	23,638
16	0,996	17,992
17	0,999	18,063
18	0,973	-5,458
19	0,950	2,235
20	0,955	11,559
21	0,982	16,715
22	1,050	24,843
23	1,024	21,515
24	0,990	-4,400
25	0,988	16,792

- *Branch Data*

**Tabel 4.36** Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	2	1	-1.222,31	-530,89	1.223,33	542,27
2	1	24	1.212,67	808,23	-1.198,50	-672,10



**Lanjutan tabel 4.36** Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
3	2	5	643,31	474,89	-635,63	-388,98
4	3	4	-194,76	-60,08	194,82	60,83
5	4	18	-394,64	268,16	394,72	-267,36
6	7	5	-437,35	-17,95	438,25	26,62
7	5	8	-151,45	-202,85	151,83	206,50
8	11	5	433,05	-81,61	-432,21	91,06
9	6	7	181,74	101,91	-181,65	-101,05
10	6	8	-395,74	-162,91	396,94	174,44
11	8	9	483,23	403,06	-482,08	-392,03
12	9	10	-750,92	80,03	752,57	-64,22
13	10	11	-344,57	187,22	344,80	-184,93
14	11	12	-77,86	443,54	78,28	-438,84
15	13	12	687,18	-187,32	-683,28	224,84
16	14	13	1.009,45	121,88	-980,18	159,32
17	14	15	-2.072,71	-620,16	2.105,98	992,32
18	14	16	-177,94	-44,67	178,99	54,79
19	20	14	-671,20	-143,50	675,87	188,39
20	17	16	114,00	220,00	-113,91	-219,17
21	16	23	-1.445,16	-456,56	1.454,39	559,90
22	5	18	127,05	154,15	-127,01	-153,78
23	19	18	774,41	-155,62	-764,71	264,14
24	20	19	860,85	18,52	-848,41	120,62
25	20	21	-745,66	-132,02	752,12	204,30
26	22	21	1.322,65	589,76	-1.303,12	-371,30
27	22	23	1.307,56	477,63	-1.299,81	-390,90
28	24	4	723,51	492,35	-721,19	-469,99
29	25	14	133,14	41,94	-132,67	-37,43
30	25	16	-394,14	-93,94	395,08	102,95

• *Power Generation*

**Tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	373,00	227,92
2	1	373,00	227,92

**Lanjutan (a) tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
3	1	373,00	227,92
4	1	373,00	227,92
5	1	585,00	227,92
6	1	585,00	227,92
9	8	135,00	69,00
10	8	135,00	94,00
11	8	135,00	69,00
12	8	135,00	69,00
13	8	140,00	69,00
14	8	35,00	69,00
15	8	35,00	69,00
17	8	72,00	69,00
18	8	140,00	69,00
19	8	35,00	69,00
20	8	35,00	69,00
23	10	1.000,00	347,00
24	11	700,00	177,00
25	15	579,47	264,08
26	15	579,47	264,08
27	15	650,51	264,08
28	15	650,53	264,08
29	17	53,00	88,00
30	17	53,00	52,00
33	17	53,00	62,00
34	17	53,00	37,00
35	17	53,00	52,00
37	22	225,00	164,63
39	22	305,00	164,63
40	22	305,00	164,63
41	22	615,00	164,63
42	22	615,00	164,63
43	22	792,21	164,63
44	22	330,00	164,63
45	23	114,79	66,00
46	23	114,79	66,00
47	23	120,00	66,00

**Lanjutan (b) tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
48	23	180,00	120,00
<b>Total:</b>		11.835,77	5.493,21

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.38** Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,95	1,050	1,05
2	0,95	1,046	1,05
3	0,95	0,972	1,05
4	0,95	0,974	1,05
5	0,95	0,975	1,05
6	0,95	0,974	1,05
7	0,95	0,972	1,05
8	0,95	0,987	1,05
9	0,95	0,974	1,05
10	0,95	0,974	1,05
11	0,95	0,972	1,05
12	0,95	0,962	1,05
13	0,95	0,953	1,05
14	0,95	0,976	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,996	1,05
17	0,95	0,999	1,05
18	0,95	0,973	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,955	1,05
21	0,95	0,982	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,024	1,05
24	0,95	0,990	1,05
25	0,95	0,988	1,05

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.39** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	S <sub>from</sub>   (MVA)	S <sub>max</sub>   (MVA)	S <sub>to</sub>   (MVA)	To Bus
1	2	1.332,63	3.639,70	1.338,13	1
2	1	1.457,33	1.457,33	1.374,09	24
3	2	799,61	1.819,85	745,21	5
4	3	203,82	4.740,45	204,10	4
5	4	477,13	4.210,90	476,74	18
6	7	437,72	1.766,30	439,06	5
7	5	253,15	1.707,65	256,31	8
8	11	440,68	3.533,45	441,70	5
9	6	208,37	1.766,30	207,86	7
10	6	427,96	1.707,65	433,58	8
11	8	629,26	3.415,30	621,36	9
12	9	755,17	3.415,30	755,30	10
13	10	392,14	3.680,50	391,26	11
14	11	450,32	4.416,60	445,77	12
15	13	712,26	4.078,30	719,32	12
16	14	1.016,78	1.707,65	993,05	13
17	14	2.163,50	3.533,45	2.328,05	15
18	14	183,46	1.693,20	187,19	16
19	20	686,36	1.693,20	701,63	14
20	17	247,78	3.059,15	247,01	16
21	16	1.515,56	4.122,50	1.558,44	23
22	5	199,76	4.210,90	199,45	18
23	19	789,90	4.416,60	809,05	18
24	20	861,05	3.533,45	856,95	19
25	20	757,25	3.239,35	779,37	21
26	22	1.448,18	3.239,35	1.354,98	21
27	22	1.392,07	4.122,50	1.357,32	23
28	24	875,15	4.210,90	860,81	4
29	25	139,59	1.693,20	137,85	14
30	25	405,18	1.530,00	408,27	16



- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.40** Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
1	1	200	373	373
2	1	200	373	373
3	1	200	373	373
4	1	200	373	373
5	1	301	585	585
6	1	301	585	585
9	8	72	135	135
10	8	72	135	135
11	8	72	135	135
12	8	72	135	135
13	8	35	140	140
14	8	35	35	140
15	8	35	35	140
17	8	72	72	135
18	8	35	140	140
19	8	35	35	140
20	8	35	35	140
23	10	500	1.000	1.000
24	11	350	700	700
29	17	53	53	100
30	17	53	53	100
33	17	53	53	100
34	17	53	53	100
35	17	53	53	100
37	22	225	225	370
39	22	305	305	610
40	22	305	305	610
41	22	302	615	615
42	22	302	615	615
44	22	330	330	660
47	23	120	120	299
48	23	180	180	450

- *Generation Constraints (Reactive Power Limits)*

**Tabel 4.41** Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Qgmin (Mvar)	Qg (Mvar)	Qgmaks (Mvar)
9	8	-19	69	69
10	8	-15	94	94
11	8	-19	69	69
12	8	-19	69	69
13	8	-19	69	69
14	8	-19	69	69
15	8	-19	69	69
17	8	-19	69	69
18	8	-19	69	69
19	8	-19	69	69
20	8	-19	69	69
23	10	-320	347	347
24	11	-461	177	177
29	17	-47	88	88
30	17	-28	52	52
33	17	-34	62	62
34	17	-20	37	37
35	17	-28	52	52
45	23	-32	66	66
46	23	-32	66	66
47	23	-32	66	66
48	23	-40	120	120

- *Load Data*

**Tabel 4.42** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	275,2428	194,7572	145	60,0847	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820

**Lanjutan tabel 4.42** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	146,0148	474,9852	235	179,7448	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	421,2576	11.664,8	3.819	3.678,8295	

- *Total Cost*

**Tabel 4.43** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
Rp 6.337.175.737,81 /jam

Dari tabel 4.42 diketahui bahwa pada saat terjadi kontingensi salah satu saluran lepas dari masing-masing saluran yang menghubungkan bus 1 (Suralaya) ke bus 24 (Balaraja) dan saluran yang menghubungkan bus 13 (Mandiracan) ke bus 14 (Ungaran) perlu dilakukan pelepasan beban. Pada bus 3 (Kembangan) dan bus 24 (Balaraja) dilakukan pemotongan beban dengan total sebesar 421,2576 MW. Untuk meminimalkan beban yang dilepas ini maka perlu dilakukan beberapa strategi *load shedding*.

#### 4.4.1 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV)

Dari tabel 4.38 diketahui bahwa tegangan di bus 19 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,95 pu, untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 19 (Tasikmalaya) sebesar 3% menjadi 0,92 pu. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.44** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya.

Bus	V <sub>min</sub> (pu)	V <sub>min</sub> (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,95	0,954	0,950
19	0,95	0,92	0,950	0,944
20	0,95	0,95	0,954	0,950

Dari tabel 4.44 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya membuat tegangan di bus 13 (Mandiracan) dan bus 20 (Pedan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Kedua bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 13 dan bus 20 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.45** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan.

Bus	V <sub>min</sub> (pu)	V <sub>min</sub> (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
12	0,95	0,95	0,960	0,950
13	0,95	0,92	0,954	0,939
19	0,95	0,92	0,950	0,933
20	0,95	0,92	0,954	0,941

Dari tabel 4.45 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan membuat tegangan di bus 12 (Bandung Selatan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 12 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :



**Tabel 4.46** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan.

Bus	V <sub>min</sub> (pu)	V <sub>min</sub> (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,95	0,967	0,950
12	0,95	0,92	0,960	0,940
13	0,95	0,92	0,954	0,929
19	0,95	0,92	0,950	0,924
20	0,95	0,92	0,954	0,936

Dari tabel 4.46 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan membuat tegangan di bus 3 (Kembangan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 3 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.47** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan.

Bus	V <sub>min</sub> (pu)	V <sub>min</sub> (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,92	0,967	0,949
11	0,95	0,95	0,969	0,950
12	0,95	0,92	0,960	0,939
13	0,95	0,92	0,954	0,929
19	0,95	0,92	0,950	0,923
20	0,95	0,92	0,954	0,936

Dari tabel 4.47 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan membuat tegangan di bus 11 (Saguling) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Namun, bus 11 adalah bus generator (pembangkit). Batas minimal tegangan di bus generator tidak direlaksasi agar tidak mengganggu kinerja peralatan pengaman ketika ada gangguan pada sisi pembangkitan (generator).

Sehingga strategi pelepasan beban dengan relaksasi batas minimal tegangan berhenti sampai tahap ini.

**Tabel 4.48** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19, 13, 20, 12, 3 dan 7.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	0	194,8	470,0	145
24	621	146,0148	249,6136	475,0	371,4	140,5407
<b>Total:</b>		421,2576	249,6136			

**Tabel 4.49** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Tegangan (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.094.646.673,25 /jam

Dari tabel 4.48 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas tegangan minimal di bus beban Tasikmalaya (19), Mandiracan (13), Pedan (20), Bandung Selatan (12), dan Kembangan (3) dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 249,6136 MW. Selain itu dari tabel 4.49 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi tegangan lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi tegangan.

#### 4.4.2 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF)

Dari tabel 4.39 diketahui bahwa aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 (Suralaya) ke 24 (Balaraja) bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di saluran tersebut, untuk itu dilakukan relaksasi batas aliran daya di saluran tersebut. Batas kapasitas maksimal saluran tersebut direlaksasi hingga 105%. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.50** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
1	1.332,63	1.310,69	3.639,70	3.639,70	1.338,13	1.316,07
2	1.457,33	1.488,95	1.457,33	1.800,23	1.374,09	1.401,68
3	799,61	779,86	1.819,85	1.819,85	745,21	727,07
4	203,82	199,10	4.740,45	4.740,45	204,10	199,37
5	477,13	565,21	4.210,90	4.210,90	476,74	564,84
6	437,72	335,24	1.766,30	1.766,30	439,06	335,77
7	253,15	273,44	1.707,65	1.707,65	256,31	276,97
8	440,68	452,21	3.533,45	3.533,45	441,70	453,19
9	208,37	172,06	1.766,30	1.766,30	207,86	171,69
10	427,96	390,09	1.707,65	1.707,65	433,58	394,89
11	629,26	640,87	3.415,30	3.415,30	621,36	632,76
12	755,17	743,35	3.415,30	3.415,30	755,30	743,38
13	392,14	383,13	3.680,50	3.680,50	391,26	382,25
14	450,32	451,73	4.416,60	4.416,60	445,77	447,15
15	712,26	712,47	4.078,30	4.078,30	719,32	719,61
16	1.016,78	1.016,39	1.707,65	1.707,65	993,05	993,11
17	2.163,50	2.189,66	3.533,45	3.533,45	2.328,05	2.356,27
18	183,46	175,90	1.693,20	1.693,20	187,19	179,51
19	686,36	698,01	1.693,20	1.693,20	701,63	713,47
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,01
21	1.515,56	1.500,01	4.122,50	4.122,50	1.558,44	1.542,41
22	199,76	307,89	4.210,90	4.210,90	199,45	307,29
23	789,90	790,57	4.416,60	4.416,60	809,05	809,72
24	861,05	861,79	3.533,45	3.533,45	856,95	857,63
25	757,25	746,25	3.239,35	3.239,35	779,37	768,15
26	1.448,18	1.435,95	3.239,35	3.239,35	1.354,98	1.343,81
27	1.392,07	1.374,87	4.122,50	4.122,50	1.357,32	1.340,72
28	875,15	752,09	4.210,90	4.210,90	860,81	740,82
29	139,59	131,90	1.693,20	1.693,20	137,85	130,24
30	405,18	397,19	1.530,00	1.530,00	408,27	400,23



**Tabel 4.51** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	279,7509	194,8	190,2	58,6939
7	619	0	140,1514	619,0	478,8	92,0565
24	621	146,0148	0	475,0	621,0	235
<b>Total:</b>		421,2576	419,9023			

**Tabel 4.52** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.336.464.078,97 /jam

Dari tabel 4.51 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 ke bus 24 dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 419,9023 MW. Selain itu dari tabel 4.52 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi aliran daya lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi aliran daya.

#### 4.4.3 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya (RV dan RF)

Dari hasil simulasi meminimalan pelepasan beban dengan relaksasi tegangan di bus beban diketahui bahwa bus beban yang perlu direlaksasi adalah bus 19, bus 13, bus 20, bus 12 dan bus 3. Sementara itu dari hasil simulasi meminimalan pelepasan beban dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran diketahui bahwa saluran yang menghubungkan bus 1 ke bus 24 perlu direlaksasi.

Untuk lebih meminimalkan pelepasan beban, maka dilakukan strategi pelepasan beban dengan relaksasi batas tegangan minimal serta relaksasi batas aliran daya secara bersamaan. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :



**Tabel 4.53** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	V <sub>min</sub> (pu)	V <sub>min</sub> (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,92	0,967	0,947
12	0,95	0,92	0,960	0,940
13	0,95	0,92	0,954	0,930
19	0,95	0,92	0,950	0,925
20	0,95	0,92	0,954	0,938

**Tabel 4.54** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	S <sub>from</sub>   (MVA)	S <sub>from</sub>   (MVA) relaksasi	S <sub>max</sub>   (MVA)	S <sub>max</sub>   (MVA) relaksasi	S <sub>to</sub>   (MVA)	S <sub>to</sub>   (MVA) relaksasi
1	1.332,63	1.329,84	3.639,70	3.639,70	1.338,13	1.335,98
2	1.457,33	1.557,73	1.457,33	1.800,23	1.374,09	1.453,44
3	799,61	813,43	1.819,85	1.819,85	745,21	749,93
4	203,82	458,83	4.740,45	4.740,45	204,10	460,36
5	477,13	793,23	4.210,90	4.210,90	476,74	792,75
6	437,72	307,32	1.766,30	1.766,30	439,06	307,76
7	253,15	287,24	1.707,65	1.707,65	256,31	291,11
8	440,68	520,33	3.533,45	3.533,45	441,70	521,65
9	208,37	171,50	1.766,30	1.766,30	207,86	171,12
10	427,96	390,17	1.707,65	1.707,65	433,58	395,13
11	629,26	624,87	3.415,30	3.415,30	621,36	616,53
12	755,17	770,23	3.415,30	3.415,30	755,30	770,21
13	392,14	408,46	3.680,50	3.680,50	391,26	407,46
14	450,32	489,48	4.416,60	4.416,60	445,77	484,22
15	712,26	804,86	4.078,30	4.078,30	719,32	813,08
16	1.016,78	1.129,09	1.707,65	1.707,65	993,05	1.087,41
17	2.163,50	1.976,89	3.533,45	3.533,45	2.328,05	2.148,89
18	183,46	315,35	1.693,20	1.693,20	187,19	322,62
19	686,36	622,35	1.693,20	1.693,20	701,63	640,70
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,00
21	1.515,56	1.786,84	4.122,50	4.122,50	1.558,44	1.842,55
22	199,76	420,94	4.210,90	4.210,90	199,45	419,87
23	789,90	923,76	4.416,60	4.416,60	809,05	948,53

**Lanjutan tabel 4.54** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
24	861,05	1.006,20	3.533,45	3.533,45	856,95	992,14
25	757,25	984,82	3.239,35	3.239,35	779,37	1.018,34
26	1.448,18	1.724,53	3.239,35	3.239,35	1.354,98	1.593,52
27	1.392,07	1.695,07	4.122,50	4.122,50	1.357,32	1.645,10
28	875,15	814,20	4.210,90	4.210,90	860,81	799,25
29	139,59	276,89	1.693,20	1.693,20	137,85	273,00
30	405,18	542,84	1.530,00	1.530,00	408,27	547,55

**Tabel 4.55** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	31,5598	194,8	438,4	135,2635
7	619	0	166,4702	619,0	452,5	86,9968
24	621	146,0148	0	475,0	621,0	235
<b>Total:</b>		421,2576	198,03			

**Tabel 4.56** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Tegangan dan Aliran Daya ( <i>objective function</i> )
Rp 6.028.173.829,69 /jam

Dari tabel 4.55 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas tegangan minimal di bus beban yaitu bus 19, 13, 20, 12, dan 3 serta merelaksasi batas aliran daya di saluran yang menghubungkan bus Suralaya (1) ke bus Balaraja (24) dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 198,03 MW. Selain itu dari tabel 4.56 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban

menggunakan relaksasi tegangan serta relaksasi aliran daya lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi tegangan dan relaksasi aliran daya.

#### 4.4.4 Pelepasan Beban dengan Relaksasi Batasan di Sistem 500 kV Jawa-Bali Memperhatikan Batasan *Ramp* Pembangkit

Setiap unit pembangkit memiliki batasan *ramp rate* yaitu batas perubahan daya pembangkit dari suatu waktu ke waktu yang lain atau dalam hal ini dari suatu kondisi ke kondisi yang lain. Sehingga seolah-olah *range* kapasitas daya pembangkit minimal dan maksimal menjadi lebih kecil. Perlu diketahui bahwa :

- Waktu pertama disebut  $t_1$  adalah kondisi normal.
- Waktu kedua disebut  $t_2$  adalah kondisi kontingensi.
- Waktu ketiga disebut  $t_3$  adalah kondisi kontingensi dengan dilakukan relaksasi batasan.

Dengan mensimulasikan batasan *ramp* pembangkit pada kontingensi saluran yang sama maka hasil yang diperoleh pada waktu kedua ( $t_2$ ) adalah :

**Tabel 4.57** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$ .

Bus	Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Batas Ramp (MW)
1	5	585	585	0	45
1	6	585	585	0	45
15	25	606,1	564,62	41,47	60
15	26	606,1	564,62	41,47	60
15	27	661	596	65	65
15	28	661	596	65	65
22	39	610	545	65	65
22	40	610	545	65	65
22	41	615	594,43	20,56	60
22	42	615	594,43	20,561	60
22	43	549,88	489,88	60	60
23	45	114,78	113,56	1,21	55
23	46	114,78	113,56	1,21	55



**Tabel 4.58** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	Vmin (pu)	V	Vmax (pu)
1	0,95	1,050	1,05
2	0,95	1,046	1,05
3	0,95	0,973	1,05
4	0,95	0,974	1,05
5	0,95	0,975	1,05
6	0,95	0,974	1,05
7	0,95	0,972	1,05
8	0,95	0,987	1,05
9	0,95	0,975	1,05
10	0,95	0,975	1,05
11	0,95	0,973	1,05
12	0,95	0,963	1,05
13	0,95	0,954	1,05
14	0,95	0,976	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,995	1,05
17	0,95	0,998	1,05
18	0,95	0,973	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,954	1,05
21	0,95	0,982	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,023	1,05
24	0,95	0,990	1,05
25	0,95	0,988	1,05

**Tabel 4.59** Hasil simulasi aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Branch	From Bus	Sfrom  (MVA)	Smax  (MVA)	Sto  (MVA)	To Bus
1	2	1.330,92	3.639,70	1.336,40	1
2	1	1.457,33	1.457,33	1.374,22	24
3	2	797,60	1.819,85	743,57	5
4	3	186,18	4.740,45	186,41	4
5	4	472,26	4.210,90	471,88	18
6	7	438,41	1.766,30	439,75	5
7	5	252,90	1.707,65	256,06	8
8	11	434,91	3.533,45	435,87	5
9	6	207,94	1.766,30	207,44	7
10	6	427,46	1.707,65	433,07	8
11	8	630,27	3.415,30	622,38	9



**Lanjutan tabel 4.59** Hasil simulasi aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Branch	From Bus	Sfrom  (MVA)	Smax  (MVA)	Sto  (MVA)	To Bus
12	9	752,72	3.415,30	752,86	10
13	10	389,53	3.680,50	388,66	11
14	11	445,36	4.416,60	440,89	12
15	13	703,99	4.078,30	710,84	12
16	14	1.008,22	1.707,65	984,88	13
17	14	2.042,66	3.533,45	2.196,95	15
18	14	217,75	1.693,20	221,94	16
19	20	639,91	1.693,20	654,58	14
20	17	247,78	3.059,15	247,01	16
21	16	1.584,80	4.122,50	1.629,76	23
22	5	196,37	4.210,90	196,07	18
23	19	792,96	4.416,60	812,43	18
24	20	863,92	3.533,45	859,95	19
25	20	808,23	3.239,35	831,23	21
26	22	1.504,59	3.239,35	1.406,49	21
27	22	1.470,32	4.122,50	1.432,86	23
28	24	862,66	4.210,90	848,70	4
29	25	174,75	1.693,20	172,75	14
30	25	440,88	1.530,00	444,20	16

**Tabel 4.60** Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	292,0955	177,9	145	54,8854	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851

**Lanjutan tabel 4.60** Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	134,0144	487	235	184,286	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	426,11	11.659,9	3.819	3.678,1714	

**Tabel 4.61** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.348.977.673,45 /jam

Dari tabel 4.57 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Tabel 4.58 menunjukkan bahwa pada bus 19 (Tasikmalaya) perlu dilakukan relaksasi tegangan untuk melonggarkan batas tegangan minimal dan memperkecil jumlah beban yang dilepas. Hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.62** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Gen	$Pg_{t_1}$ (MW)	$Pg_{t_2}$ (MW)	$Pg_{t_3}$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
26	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65

**Lanjutan tabel 4.62** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
39	610	545	569,96	65	24,96	65
40	610	545	569,96	65	24,96	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,63	1,21	0,06	55
46	114,78	113,56	113,63	1,21	0,06	55

**Tabel 4.63** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,95	0,954	0,950
19	0,95	0,92	0,950	0,946
20	0,95	0,95	0,954	0,952

Dari tabel 4.62 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas ramp yang ditentukan. Tabel 4.63 menunjukkan bahwa dengan merelaksasi tegangan pada bus 19 (Tasikmalaya), menyebabkan tegangan di bus 13 dan bus 20 mendekati batas tegangan minimal. Kemudian bila batas tegangan di kedua bus tersebut direlaksasi juga, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  menjadi :

**Tabel 4.64** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,92	0,954	0,939
19	0,95	0,92	0,950	0,946
20	0,95	0,92	0,954	0,942



**Tabel 4.65** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
1	373	373	371,70	0	1,29	55
2	373	373	371,70	0	1,29	55
3	373	373	371,70	0	1,29	55
4	373	373	371,70	0	1,29	55
5	585	585	540	0	45	45
6	585	585	540	0	45	45
25	606,10	564,62	546,10	41,47	18,52	60
26	606,10	564,62	546,10	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
37	225	225	239,81	0	14,81	55
39	610	545	610	65	65	65
40	610	545	610	65	65	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	614	60	124,12	60
45	114,78	113,56	114,59	1,21	1,02	55
46	114,78	113,56	114,59	1,21	1,02	55

Dari tabel 4.65 diketahui bahwa ketika batas tegangan minimal di bus 19, 13, dan 20 direlaksasi membuat perubahan daya pembangkit ada yang melampaui batas *ramp*. Batas ramp yang dilanggar adalah pada unit pembangkit nomer 43. Perubahan daya pada waktu  $t_1$  ke  $t_2$  masih memenuhi batas ramp, namun ketika perubahan daya pada waktu  $t_2$  ke  $t_3$  batas *ramp* dilanggar. Sehingga relaksasi batas tegangan yang memperhatikan batas *ramp* pembangkit ketika terjadi kontingensi saluran hanya dilakukan relaksasi pada bus 19.

**Tabel 4.66** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	292,0955	13,7585	177,9	456,2	140,7554



**Lanjutan tabel 4.66** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
7	619	0	70,5148	619	548,5	105,4438
9	1.233	0	1,714	1233	1.231,3	311,5663
24	621	134,0144	294,4786	487	326,5	123,5628
<b>Total:</b>		426,11	380,4659			

**Tabel 4.67** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan di bus 19.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Tegangan (objective function)</b>
Rp 6.283.428.774,71 /jam

Dari tabel 4.66 diketahui bahwa pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 380,4659 MW. Kemudian untuk mensimulasikan strategi pelepasan beban dengan relaksasi aliran daya, dari tabel 4.59 diketahui bahwa besar aliran daya pada saluran dari bus 1 ke bus 24 bernilai sama dengan kapasitas maksimal saluran tersebut. Bila kapasitas aliran daya di saluran tersebut kemudian direlaksasi dengan tetap memperhatikan batas *ramp* pembangkit, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.68** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).

Gen	$Pg_{t_1}$ (MW)	$Pg_{t_2}$ (MW)	$Pg_{t_3}$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	577,80	41,47	13,18	60
26	606,1	564,62	577,73	41,47	13,11	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
39	610	545	545	65	0	65

**Lanjutan tabel 4.68** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
40	610	545	545	65	0	65
41	615	594,43	580,90	20,56	13,52	60
42	615	594,43	580,90	20,56	13,52	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,76	1,21	0,19	55
46	114,78	113,56	113,75	1,21	0,18	55

**Tabel 4.69** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
1	1.330,92	1.310,23	3.639,70	3.639,70	1.336,40	1.315,59
2	1.457,33	1.487,19	1.457,33	1.800,23	1.374,22	1.400,28
3	797,60	778,98	1.819,85	1.819,85	743,57	726,44
4	186,18	195,01	4.740,45	4.740,45	186,41	195,27
5	472,26	561,48	4.210,90	4.210,90	471,88	561,13
6	438,41	334,83	1.766,30	1.766,30	439,75	335,36
7	252,90	273,31	1.707,65	1.707,65	256,06	276,85
8	434,91	446,23	3.533,45	3.533,45	435,87	447,14
9	207,94	171,28	1.766,30	1.766,30	207,44	170,90
10	427,46	389,14	1.707,65	1.707,65	433,07	393,94
11	630,27	642,05	3.415,30	3.415,30	622,38	633,95
12	752,72	740,60	3.415,30	3.415,30	752,86	740,65
13	389,53	380,24	3.680,50	3.680,50	388,66	379,36
14	445,36	446,31	4.416,60	4.416,60	440,89	441,82
15	703,99	703,67	4.078,30	4.078,30	710,84	710,57
16	1.008,22	1.007,35	1.707,65	1.707,65	984,88	984,43
17	2.042,66	2.065,05	3.533,45	3.533,45	2.196,95	2.220,96
18	217,75	210,73	1.693,20	1.693,20	221,94	214,81
19	639,91	650,15	1.693,20	1.693,20	654,58	665,00

**Lanjutan tabel 4.69** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,01
21	1.584,80	1.570,68	4.122,50	4.122,50	1.629,76	1.615,17
22	196,37	304,97	4.210,90	4.210,90	196,07	304,36
23	792,96	793,45	4.416,60	4.416,60	812,43	812,88
24	863,92	864,51	3.533,45	3.533,45	859,95	860,46
25	808,23	798,19	3.239,35	3.239,35	831,23	820,99
26	1.504,59	1.493,41	3.239,35	3.239,35	1.406,49	1.396,33
27	1.470,32	1.454,43	4.122,50	4.122,50	1.432,86	1.417,57
28	862,66	750,44	4.210,90	4.210,90	848,70	739,25
29	174,75	167,50	1.693,20	1.693,20	172,75	165,56
30	440,88	433,61	1.530,00	1.530,00	444,20	436,88

**Tabel 4.70** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	292,0955	283,6536	177,9	186,3	57,4898
7	619	0	141,7445	619	477,3	91,7503
24	621	134,0144	0	487	621	235
<b>Total:</b>		426,11	425,3981			

**Tabel 4.71** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya.

<p align="center"><b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b></p> <p align="center">Rp 6.349.738.126,98 /jam</p>
--

Dari tabel 4.68 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Sementara itu dari tabel 4.70 diketahui bahwa pelepasan beban dengan



relaksasi kapasitas aliran daya di saluran dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 425,3981 MW.

Kemudian untuk mensimulasikan strategi pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dan aliran daya, maka tegangan minimal pada bus 19 direlaksasi, selain itu aliran daya pada saluran dari bus 1 ke bus 24 direlaksasi juga. Bila tetap memperhatikan batas *ramp* pembangkit, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.72** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan dan aliran daya).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
26	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
39	610	545	589,65	65	44,65	65
40	610	545	589,65	65	44,65	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,50	1,21	0,06	55
46	114,78	113,56	113,50	1,21	0,06	55

**Tabel 4.73** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan dan aliran daya).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
19	0,95	0,92	0,950	0,943



**Tabel 4.74** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan dan aliran daya.

Branch	$ S_{\text{from}} $ (MVA)	$ S_{\text{from}} $ (MVA) relaksasi	$ S_{\text{max}} $ (MVA)	$ S_{\text{max}} $ (MVA) relaksasi	$ S_{\text{to}} $ (MVA)	$ S_{\text{to}} $ (MVA) relaksasi
1	1.330,92	1.311,54	3.639,70	3.639,70	1.336,40	1.317,15
2	1.457,33	1.530,85	1.457,33	1.800,23	1.374,22	1.435,55
3	797,60	788,17	1.819,85	1.819,85	743,57	731,75
4	186,18	491,86	4.740,45	4.740,45	186,41	493,55
5	472,26	805,68	4.210,90	4.210,90	471,88	805,37
6	438,41	282,73	1.766,30	1.766,30	439,75	282,97
7	252,90	340,20	1.707,65	1.707,65	256,06	345,12
8	434,91	544,66	3.533,45	3.533,45	435,87	545,18
9	207,94	196,30	1.766,30	1.766,30	207,44	195,84
10	427,46	415,40	1.707,65	1.707,65	433,07	420,77
11	630,27	546,41	3.415,30	3.415,30	622,38	539,99
12	752,72	684,33	3.415,30	3.415,30	752,86	683,84
13	389,53	343,86	3.680,50	3.680,50	388,66	342,91
14	445,36	462,47	4.416,60	4.416,60	440,89	457,74
15	703,99	735,40	4.078,30	4.078,30	710,84	743,03
16	1.008,22	1.041,46	1.707,65	1.707,65	984,88	1.016,03
17	2.042,66	2.020,56	3.533,45	3.533,45	2.196,95	2.178,72
18	217,75	248,65	1.693,20	1.693,20	221,94	253,62
19	639,91	640,86	1.693,20	1.693,20	654,58	656,91
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,00
21	1.584,80	1.648,12	4.122,50	4.122,50	1.629,76	1.696,03
22	196,37	526,18	4.210,90	4.210,90	196,07	524,70
23	792,96	846,35	4.416,60	4.416,60	812,43	868,39
24	863,92	920,07	3.533,45	3.533,45	859,95	913,67
25	808,23	867,54	3.239,35	3.239,35	831,23	893,41
26	1.504,59	1.576,13	3.239,35	3.239,35	1.406,49	1.468,56
27	1.470,32	1.540,74	4.122,50	4.122,50	1.432,86	1.499,84
28	862,66	790,68	4.210,90	4.210,90	848,70	777,59
29	174,75	206,94	1.693,20	1.693,20	172,75	204,46
30	440,88	473,03	1.530,00	1.530,00	444,20	476,71

**Tabel 4.75** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya serta memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW) $t_1$	$\Delta Pd$ (MW) $t_1$	$\Delta Pd$ (MW) $t_2$	$\Delta Pd$ (MW) $t_3$	$Pd^1$ (MW) $t_2$	$Pd^1$ (MW) $t_3$
3	470	0	292,0955	0	177,9	470,0
7	619	0	0	167,6844	619,0	451,3
9	1.233	0	0	166,0995	1.233,0	1.066,9
12	605	0	0	11,5617	605,0	593,4
24	621	0	134,0144	0	487,0	621,0
<b>Total:</b>		0	426,11	345,3456		

**Tabel 4.76** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Tegangan dan Aliran Daya ( <i>objective function</i> )
Rp 6.234.274.491,53 /jam

Dengan merelaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya seperti pada tabel 4.73 dan 4.74, diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Hal ini seperti yang terlihat pada tabel 4.72. Sementara itu dari tabel 4.75 diketahui bahwa pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 345,3456 MW.

Biaya pembangkitan dan pelepasan beban pada saat kontingensi saluran menjadi lebih optimal seperti pada tabel 4.76 yaitu dari Rp 6.348.977.673,45 menjadi Rp 6.234.274.491,53. Dari hasil simulasi yang diperoleh pada bab 4.4.4 ini dapat diketahui bahwa dengan adanya batas *ramp* pembangkit, jumlah bus yang bisa direlaksasi batas tegangan minimalnya menjadi lebih sedikit bila dibandingkan dengan hasil simulasi strategi pelepasan beban tanpa memperhatikan batas *ramp* pembangkit seperti pada bab 4.4.1.



*halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Fernandes, Thelma S. P., Lenzi, J. R., Mikilita, Miguel A., “*Load Shedding Strategies Using Optimal Load Flow With Relaxation of Restrictions*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, May, 2008.
- [2] Saadat, Hadi., “*Power System Analysis Second Edition*”, Milwaukee School of Engineering, The McGraw-Hill Companies Inc., Ch.1, 1999.
- [3] Standar Perusahaan Listrik Negara, “*Tegangan-Tegangan Standar*”, PT. PLN (Persero), 1995.
- [4] Penangsang, Ontoseno., “*Analisis Aliran Daya pada Sistem Tenaga Listrik*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, ITS Press, Surabaya, 2012.
- [5] Rencana Operasi Perusahaan Listrik Negara, “*Rencana Operasi Tahun 2013 Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali*”, PT. PLN (Persero), 2013.
- [6] Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, “*Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*”, Departemen ESDM, 2007.
- [7] Momoh, James A., “*Electric Power System Applications of Optimization*”, Howard University Washington, D.C., Marcel Dekker Inc., 2001.
- [8] Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F., Sheblé, G. B., “*Power Generation, Operation, and Control Third Edition*”, IEEE Press, A John Wiley & Sons Inc., 2014.
- [9] Schittkowski, K., Yuan, Ya-xiang., “*Sequential Quadratic Programming Methods*”, Alexander von Humboldt Foundation, June, 2010.
- [10] Rau, Narayan S., “*Optimization Principles: Practical Applications to The Operation and Markets of The Electric Power Industry*”, IEEE Press, A John Wiley & Sons Inc., 2003.
- [11] Lastarda, Niko., “*Optimal Power Flow to Maximize The Power Injection of Wind Farm*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013.
- [12] Weedy, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., Ekanayake, J. B., Strbac, G., “*Electric Power Systems Fifth Edition*”, A John Wiley & Sons Ltd., 2012.



- 
- [13] Fardo, Stephen W., Patrick, Dale R., “*Electrical Power Systems Technology Third Edition*”, The Fairmont Press Inc., Taylor & Francis Ltd., 2009.
- [14] Chen, Wai-Kai., “*The Electrical Engineering Handbook*”, Elsevier Academic Press Inc, 2004.
- [15] Zimmerman, Ray D., Murillo-Sánchez, Carlos E., “*MATPOWER 5.0 User’s Manual*”, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), December, 2014.
- [16] Nursidi, “*DC Dynamic Optimal Power Flow Using Quadratic Programming*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013.
- [17] Soeprijanto, Adi., “*Desain Kontroller untuk Kestabilan Dinamik Sistem Tenaga Listrik*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, ITS Press, Surabaya, 2012.
- [18] Taufik, Muhammad., “*Selamat Datang dari Tegangan 500 kV Sistem Jawa Bali*”, Majalah Internal PT. PLN P3B Jawa Bali, Cinere, 2013.

## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

- Pada saat kontingensi saluran di sistem 500 kV Jawa-Bali, strategi pelepasan beban menggunakan AC-OPF dengan :
  - a. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) bisa meminimalkan jumlah beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 249,61 MW.
  - b. Relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran (RF) bisa meminimalkan beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 419,90 MW.
  - c. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan bisa meminimalkan beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 198,03 MW.
- Pada saat kontingensi saluran di sistem 500 kV Jawa-Bali, strategi pelepasan beban menggunakan AC-OPF dengan :
  - a. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.094.646.673,-.
  - b. Relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran (RF) dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.336.464.079,-.
  - c. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.028.173.830,-.
- Pada saat ada gangguan di sistem 500 kV Jawa-Bali, total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban menjadi lebih mahal daripada saat tidak ada gangguan. Peningkatan total biaya yaitu dari Rp 5.758.993.323,- menjadi Rp 6.337.175.738,-.

- Daya beban yang dilepas serta total biaya pembangkitan dan pelepasan beban yang paling minimal diperoleh dengan strategi relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan.

## 5.2 Saran

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya, yaitu :

- Strategi pelepasan beban coba diterapkan untuk sistem kelistrikan yang berbeda, misal di industri, di sistem tegangan menengah, dll.
- Peminimalan biaya pembangkitan dan pelepasan beban coba dikembangkan dengan metode optimasi selain SQP, misal dengan menggunakan *interior point method*, dll.



# Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Normal

$$Y_{bus} = 10^3 \times$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0.1557 - 1.6955i	-0.1265 + 1.4155i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0.1265 + 1.4155i	0.1326 - 1.4830i	0	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0.0524 - 0.5860i	-0.0524 + 0.5860i	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-0.0524 + 0.5860i	0.3971 - 3.8983i	0	0	0	0	0	0	0
5	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0.1860 - 1.8266i	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0191 + 0.1830i	0	0	-0.0193 + 0.2157i
6	0	0	0	0	0	0.0716 - 0.6875i	-0.0543 + 0.5217i	-0.0173 + 0.1658i	0	0	0
7	0	0	0	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0543 + 0.5217i	0.0784 - 0.7535i	0	0	0	0
8	0	0	0	0	-0.0191 + 0.1830i	-0.0173 + 0.1658i	0	0.0743 - 0.7137i	-0.0380 + 0.3649i	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	-0.0380 + 0.3649i	0.0771 - 0.7407i	-0.0391 + 0.3758i	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0391 + 0.3758i	0.1118 - 1.0740i	-0.0727 + 0.6982i
11	0	0	0	0	-0.0193 + 0.2157i	0	0	0	0	-0.0727 + 0.6982i	0.1324 - 1.3669i
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0405 + 0.4530i
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	-0.0291 + 0.2800i	0	0	-0.0360 + 0.3456i	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-0.0405 + 0.4530i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0.0558 - 0.6002i	-0.0153 + 0.1473i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-0.0153 + 0.1473i	0.0233 - 0.2237i	-0.0080 + 0.0764i	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	-0.0080 + 0.0764i	0.0397 - 0.3998i	-0.0117 + 0.1310i	-0.0036 + 0.0346i	0	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0
15	0	0	-0.0117 + 0.1310i	0.0117 - 0.1310i	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	-0.0036 + 0.0346i	0	0.1192 - 1.1768i	-0.0765 + 0.7352i	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	-0.0765 + 0.7352i	0.0765 - 0.7352i	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0.4319 - 4.1584i	-0.0056 + 0.0632i	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	-0.0056 + 0.0632i	0.0108 - 0.1212i	-0.0052 + 0.0580i	0	0
20	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0	0	0	-0.0052 + 0.0580i	0.0248 - 0.2583i	-0.0077 + 0.0864i	0



21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0154 - 0.1728i	-0.0077 + 0.0864i
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0257 - 0.2874i	0.0257 - 0.2874i
23	0	0	0	0	-0.0199 + 0.2225i	0	0	0	0	0	0	-0.0180 + 0.2011i
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	-0.0046 + 0.0439i	0	-0.0192 + 0.1846i	0	0	0	0	0	0	0

**Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Normal**  
 $Y_{bus} = 10^3 \times$

	23	24	25
1	0	-0.0291 + 0.2800i	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	-0.0360 + 0.3456i	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	-0.0046 + 0.0439i
15	0	0	0
16	-0.0199 + 0.2225i	0	-0.0192 + 0.1846i
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	-0.0180 + 0.2011i	0	0
23	0.0379 - 0.4235i	0	0
24	0	0.0651 - 0.6256i	0
25	0	0	0.0238 - 0.2284i



# Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Kontingensi

Ybus = 10<sup>3</sup> x

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0.1411 - 1.5555i	-0.1265 + 1.4155i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0.1265 + 1.4155i	0.1326 - 1.4830i	0	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0.0524 - 0.5860i	-0.0524 + 0.5860i	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-0.0524 + 0.5860i	0.3971 - 3.8983i	0	0	0	0	0	0	0
5	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0.1860 - 1.8266i	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0191 + 0.1830i	0	0	-0.0193 + 0.2157i
6	0	0	0	0	0	0.0716 - 0.6875i	-0.0543 + 0.5217i	-0.0173 + 0.1658i	0	0	0
7	0	0	0	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0543 + 0.5217i	0.0784 - 0.7535i	0	0	0	0
8	0	0	0	0	-0.0191 + 0.1830i	-0.0173 + 0.1658i	0	0.0743 - 0.7137i	-0.0380 + 0.3649i	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	-0.0380 + 0.3649i	0.0771 - 0.7407i	-0.0391 + 0.3758i	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0391 + 0.3758i	0.1118 - 1.0740i	-0.0727 + 0.6982i
11	0	0	0	0	-0.0193 + 0.2157i	0	0	0	0	-0.0727 + 0.6982i	0.1324 - 1.3669i
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0405 + 0.4530i
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	-0.0146 + 0.1400i	0	0	-0.0360 + 0.3456i	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-0.0405 + 0.4530i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0.0558 - 0.6002i	-0.0153 + 0.1473i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-0.0153 + 0.1473i	0.0193 - 0.1855i	-0.0040 + 0.0382i	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	-0.0040 + 0.0382i	0.0357 - 0.3616i	-0.0117 + 0.1310i	-0.0036 + 0.0346i	0	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0
15	0	0	-0.0117 + 0.1310i	0.0117 - 0.1310i	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	-0.0036 + 0.0346i	0	0.1192 - 1.1768i	-0.0765 + 0.7352i	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	-0.0765 + 0.7352i	0.0765 - 0.7352i	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0.4319 - 4.1584i	-0.0056 + 0.0632i	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	-0.0056 + 0.0632i	0.0108 - 0.1212i	-0.0052 + 0.0580i	0	0
20	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0	0	0	-0.0052 + 0.0580i	0.0248 - 0.2583i	-0.0077 + 0.0864i	0



21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0154 - 0.1728i	-0.0077 + 0.0864i
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0257 - 0.2874i	0
23	0	0	0	0	-0.0199 + 0.2225i	0	0	0	0	0	0	-0.0180 + 0.2011i
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	-0.0046 + 0.0439i	0	-0.0192 + 0.1846i	0	0	0	0	0	0	0

### Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Kontingensi

$Y_{bus} = 10^3 \times$

	23	24	25
1	0	-0.0146 + 0.1400i	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	-0.0360 + 0.3456i	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	-0.0046 + 0.0439i
15	0	0	0
16	-0.0199 + 0.2225i	0	-0.0192 + 0.1846i
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	-0.0180 + 0.2011i	0	0
23	0.0379 - 0.4235i	0	0
24	0	0.0505 - 0.4856i	0
25	0	0	0.0238 - 0.2284i



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**FINAL PROJECT - TE141599**

***LOAD SHEDDING STRATEGIES USING RELAXATION OF  
RESTRICTIONS AT 500 KV SYSTEM OF JAVA-BALI***

Alneo Lesag Manggala Yudha  
NRP 2213105087

Supervisor  
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT  
Faculty of Industrial Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya 2015



# Strategi Pelepasan Beban Menggunakan Relaksasi Batasan di Sistem 500 KV Jawa-Bali

Alneo Lesag Manggala Yudha  
2213 105 087

Dosen Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.  
Dosen Pembimbing II : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

## Abstrak:

Sistem operasi tenaga listrik memiliki tujuan utama untuk mengoptimalkan kontinuitas dan syarat ekonomis. Namun, kontingensi seperti saluran transmisi yang terlepas dapat menyebabkan nilai impedansi dan kapasitas saluran berubah. Sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban, menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai yang dibutuhkan karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Oleh sebab itu, pelepasan beban harus dilakukan. Selain itu, biaya pembangkitan termurah yang telah diperoleh ketika sistem dalam kondisi normal berubah menjadi lebih mahal ketika sistem terganggu. Pada tugas akhir ini digunakan solusi sebuah perumusan AC-*Optimal Power Flow* dengan fungsi objektif yang dapat meminimal total biaya pembangkitan dan pelepasan beban. Sementara itu untuk mengurangi jumlah daya yang dilepas, maka pelepasan beban diminimalkan dengan strategi relaksasi batasan. Strategi yang digunakan adalah dengan merelaksasi batas minimum tegangan pada bus beban dan dengan merelaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran. Hasil simulasi yang diperoleh menunjukkan bahwa ketika terjadi kontingensi saluran pada sistem 500 KV Jawa-Bali perlu dilakukan pelepasan beban sebanyak 421,2576 MW. Sementara itu dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi batasan, beban yang dilepas dapat diminimalkan menjadi 198,03 MW dan total biaya pembangkitan serta pelepasan beban saat kontingensi bisa diminimalkan dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.028.173.830,-.

**Kata kunci:** Kontingensi, Pelepasan Beban, AC-*Optimal Power Flow*, Relaksasi Batasan

# ***Load Shedding Strategies Using Relaxation of Restrictions at 500 KV System of Java-Bali***

Alneo Lesag Manggala Yudha  
2213 105 087

*Supervisor I* : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.

*Supervisor II* : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

## ***Abstract:***

*The main objective of an electrical power operating system are to attempt for continuity and economic requirements. However, contingency such as separated transmission branch causes the change value of the impedance and the capacity of transmission branch. Actually, the power generation still can supply the load, but the capacity of transmission branch makes the power flow be limited. Therefore, the load shedding must be performed. In addition, the lowest generation costs have been obtained when the system is in normal conditions, turn out to be more expensive when there are contingency on the system. In this final project, a solution of AC-Optimal Power Flow used with the objective function to minimize total cost of generation and load shedding. Meanwhile, to reduce the load cut, the load shedding is minimized by using the relaxation of restriction strategies. The strategies are to relax the minimum restrictions of the voltage on the load bus and to relax of the maximum restrictions of power flow in the branch. The result of the simulation showed when contingency occurs on 500 KV System of Java-Bali, there are 421,2576 MW loads must be cut. Meanwhile, with the load shedding strategies using relaxation of restrictions, the detachable load can be minimized becomes 198,03 MW as well as the total cost of power generation and load shedding when contingency can be optimized from Rp 6.337.175.738,- becomes Rp 6.028.173.830,-.*

***Keywords:*** Contingency, Load Shedding, AC-Optimal Power Flow, Relaxation of Restrictions

## KATA PENGANTAR



Maha Suci Allah SWT, segala puji bagi-Nya, tiada Tuhan selain Dia. Dialah yang memiliki nama-nama indah, dan hanya Dialah yang Maha Kuasa atas segala sesuatu. Atas limpahan rahmat, kasih sayang serta ridho-Nya penulis bisa menyelesaikan buku Tugas Akhir dengan judul :

### **Strategi Pelepasan Beban Menggunakan Relaksasi Batasan di Sistem 500 KV Jawa-Bali**

Salawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, teladan utama bagi manusia dan rahmat bagi seluruh alam. Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Penulis berharap agar buku Tugas Akhir ini dapat selalu memberikan informasi dan manfaat bagi para pembaca. Kepada semua pihak yang telah berpartisipasi memberikan motivasi, petunjuk, bimbingan dan arahan, semoga Allah SWT memberikan taufik dan hidayah-Nya kepada kita semua. Amin.

Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT.
2. Kedua orang tua saya, Ibu Jahju Hartanti dan Bapak Nur Seto, serta kakak saya, Lesag Bayu Adha, yang senantiasa memberikan dukungan, tenaga, pikiran, waktu, motivasi, nasehat dan doa kepada penulis yang tiada henti.
3. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT., selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS.
4. Bapak Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT., selaku Dosen Pembimbing I Tugas Akhir yang selalu berbagi dan



memberikan arahan, saran, ilmu, dan tausiyah kepada penulis.

5. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing II Tugas Akhir yang selalu berbagi dan memberikan arahan, saran, ilmu, dan motivasi kepada penulis.
6. Seluruh dosen di Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS, yang telah memberikan bimbingan dan ilmu pengetahuan kepada penulis selama masa perkuliahan.
7. Aam, I Nyoman, Umen, Ulur, Sopyan, Fais, Ruri, Nani, Dini, Khariis, Rico, Mbak Tiwi, sahabat dan rekan-rekan seperjuangan LJ Gasal 2013 yang turut membantu dan memberikan semangat yang sangat besar bagi penulis.
8. Bapak Edison di Depok, serta Bapak Edwin Nugraha, Bapak Ahmad Taufiq, Bapak Furqan, Ibu Nurul, Bapak Ibang, Bapak Handoyo, Ibu Yenni, Bapak Azbullah, Ibu Atik di PT. PLN P3B Jawa-Bali, Gandul-Cinere, Depok yang dengan baik hati membantu, menemani, dan mengarahkan penulis untuk melengkapi data-data yang diperlukan.
9. Keluarga besar H. Yahya A. M. Z. di Surabaya (Eyangti Hj. Djoharmaniah, Om Wono, Tante Iin, Dery, Mbak Sari dan Bella) yang selalu memberi perhatian dan semangat kepada penulis saat menempuh pendidikan.

Penulis selalu berusaha untuk menghasilkan karya yang terbaik dalam menyusun buku Tugas Akhir ini. Namun, penulis menyadari sebagai hamba yang dhaif, penulis merasa buku ini masih jauh dari sempurna dan masih banyak pengembangan ilmu yang bisa dilakukan. Karena tiada gading yang tak retak. Sehingga penulis mengucapkan mohon maaf dan mengharapkan adanya tegur sapa yang membangun demi penelitian yang lebih baik.

Surabaya, 27 Mei 2015

Penulis

# DAFTAR ISI

	<u>Halaman</u>
JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK.....	i
<i>ABSTRACT</i> .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
 BAB I PENDAHULUAN .....	 1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Tujuan Penelitian .....	2
1.3. Permasalahan .....	2
1.4. Batasan Masalah .....	2
1.5. Metode Penelitian .....	3
1.6. Sistematika Penulisan .....	4
1.7. Relevansi .....	4
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	 5
2.1. Sistem Tenaga Listrik .....	5
2.1.1. Generator .....	5
2.1.2. Saluran Transmisi .....	6
2.1.3. Beban .....	7
2.2. Studi Aliran Daya .....	8
2.2.1. Impedansi dan Admitansi Saluran .....	9
2.2.2. Aliran Daya.....	11
2.3. Kontingensi.....	13
2.4. Pelepasan Beban .....	14
2.5. <i>Optimal Power Flow</i> (OPF) .....	14
2.5.1. Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan .....	15
2.5.2. Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pelepasan Beban .....	19
2.5.3. <i>Equality Constraint</i> .....	19
2.5.4. <i>Inequality Constraint</i> .....	20

2.5.4.1. Relaksasi Batas Tegangan untuk Meminimalkan Pelepasan Beban .....	20
2.5.4.2. Relaksasi Batas Aliran Daya Saluran untuk Meminimalkan Pelepasan Beban .....	21
2.6. Optimasi <i>Sequential Quadratic Programming</i> (SQP) .....	21

### BAB III PERANCANGAN SQP UNTUK STRATEGI

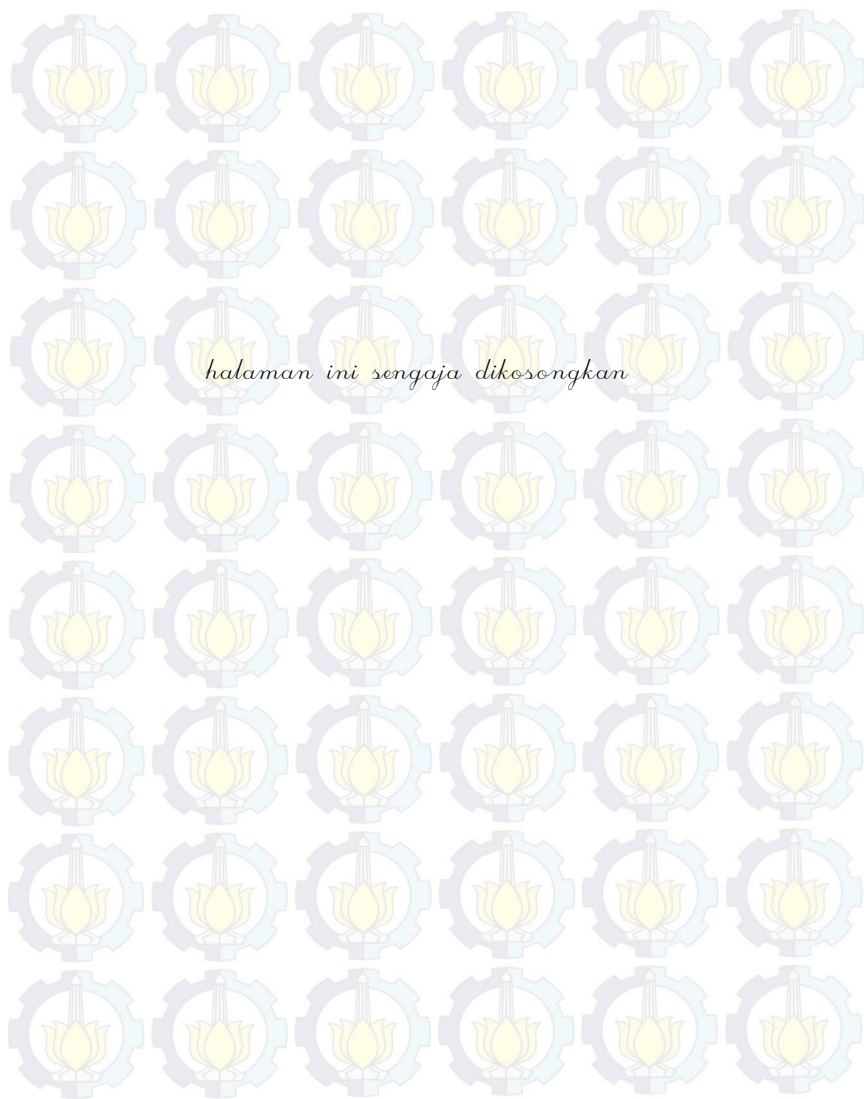
PELEPASAN BEBAN .....	23
3.1. <i>Optimal Power Flow</i> dengan SQP .....	24
3.1.1. Vektor $x_0$ , $x$ , LB, dan UB .....	24
3.1.2. Persamaan pada Vektor $g$ dan Matriks $dg$ .....	25
3.1.3. Pertidaksamaan pada Vektor $h$ dan Matriks $dh$ .....	27
3.1.4. Fungsi Objektif (Biaya Pembangkitan) pada Vektor $f$ dan $df$ .....	29
3.2. Modifikasi untuk Menambah Variabel $Pd_i$ .....	30
3.2.1. Modifikasi Vektor $x_0$ , $x$ , LB, dan UB .....	31
3.2.2. Modifikasi Matriks $dg$ .....	32
3.2.3. Modifikasi Matriks $dh$ .....	34
3.2.4. Modifikasi Vektor $f$ dan $df$ .....	35
3.2.5. Modifikasi Persamaan pada fungsi <i>makeSbus</i> .....	37
3.3. Pemodelan Kontingensi .....	39
3.4. Data Sistem Kelistrikan .....	40
3.4.1. Sistem Kelistrikan IEEE 9 Bus .....	40
3.4.2. Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa-Bali .....	42

### BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....

4.1. IEEE 9 Bus Kondisi Normal .....	53
4.2. IEEE 9 Bus Kondisi Ada Saluran yang Lepas .....	55
4.2.1. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV) .....	59
4.2.2. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF) .....	60
4.2.3. Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya .....	61
4.3. Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Normal .....	62
4.4. Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Ada Saluran yang Lepas .....	71
4.4.1. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV) .....	81



4.4.2. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF).....	83
4.4.3. Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya.....	85
4.4.4. Pelepasan Beban dengan Relaksasi Batasan di Sistem 500 kV Jawa-Bali Memperhatikan Batasan <i>Ramp</i> Pembangkit.....	88
BAB V PENUTUP.....	101
5.1. Kesimpulan.....	101
5.2. Saran.....	102
DAFTAR PUSTAKA.....	103
BIODATA PENULIS.....	105
LAMPIRAN	



## DAFTAR TABEL

	<u>Halaman</u>
<b>Tabel 2.1</b> Standar tegangan SPLN sistem transmisi .....	6
<b>Tabel 2.2</b> Jenis-jenis bus pada jaringan .....	9
<b>Tabel 3.1</b> Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.2</b> Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.3</b> Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem IEEE 9 Bus ..	41
<b>Tabel 3.4</b> Data bus di sistem IEEE 9 Bus .....	41
<b>Tabel 3.5</b> Data bus beban IEEE 9 Bus setelah daya aktif dan reaktif Beban dinaikkan hingga 118% .....	42
<b>Tabel 3.6</b> Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	44
<b>Tabel 3.7</b> Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	45
<b>Tabel 3.8</b> Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	47
<b>Tabel 3.9</b> Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	48
<b>Tabel 3.10</b> Data bus di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	50
<b>Tabel 4.1</b> Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal .....	53
<b>Tabel 4.2</b> Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi normal .....	53
<b>Tabel 4.3</b> Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.4</b> Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.5</b> Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi normal .....	54
<b>Tabel 4.6</b> Hasil simulasi batas daya aktif generator IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55
<b>Tabel 4.7</b> Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55
<b>Tabel 4.8</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi normal .....	55



<b>Tabel 4.9</b> Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	56
<b>Tabel 4.10</b> Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	57
<b>Tabel 4.11</b> Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.....	57
<b>Tabel 4.12</b> Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	58
<b>Tabel 4.13</b> Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.....	58
<b>Tabel 4.14</b> Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	58
<b>Tabel 4.15</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran .....	59
<b>Tabel 4.16</b> Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan ..	59
<b>Tabel 4.17</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan .....	59
<b>Tabel 4.18</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.....	60
<b>Tabel 4.19</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	60
<b>Tabel 4.20</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	60
<b>Tabel 4.21</b> Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	61
<b>Tabel 4.22</b> Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	61
<b>Tabel 4.23</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	61
<b>Tabel 4.24</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	62

<b>Tabel 4.25</b>	Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	62
<b>Tabel 4.26</b>	Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	63
<b>Tabel 4.27</b>	Hasil simulasi aliran daya di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	64
<b>Tabel 4.28</b>	Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	65
<b>Tabel 4.29</b>	Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	66
<b>Tabel 4.30</b>	Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	67
<b>Tabel 4.31</b>	Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	68
<b>Tabel 4.32</b>	Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	69
<b>Tabel 4.33</b>	Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	70
<b>Tabel 4.34</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal .....	70
<b>Tabel 4.35</b>	Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	73
<b>Tabel 4.36</b>	Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	73
<b>Tabel 4.37</b>	Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	74
<b>Tabel 4.38</b>	Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	76
<b>Tabel 4.39</b>	Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	77
<b>Tabel 4.40</b>	Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	78
<b>Tabel 4.41</b>	Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	79
<b>Tabel 4.42</b>	Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	79
<b>Tabel 4.43</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran .....	80

<b>Tabel 4.44</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya .....	81
<b>Tabel 4.45</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan.....	81
<b>Tabel 4.46</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan .....	82
<b>Tabel 4.47</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan.....	82
<b>Tabel 4.48</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19, 13, 20, 12, 3 dan 7 .....	83
<b>Tabel 4.49</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan ..	83
<b>Tabel 4.50</b>	Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	84
<b>Tabel 4.51</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran .....	85
<b>Tabel 4.52</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	85
<b>Tabel 4.53</b>	Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	86
<b>Tabel 4.54</b>	Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.....	87
<b>Tabel 4.55</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan	



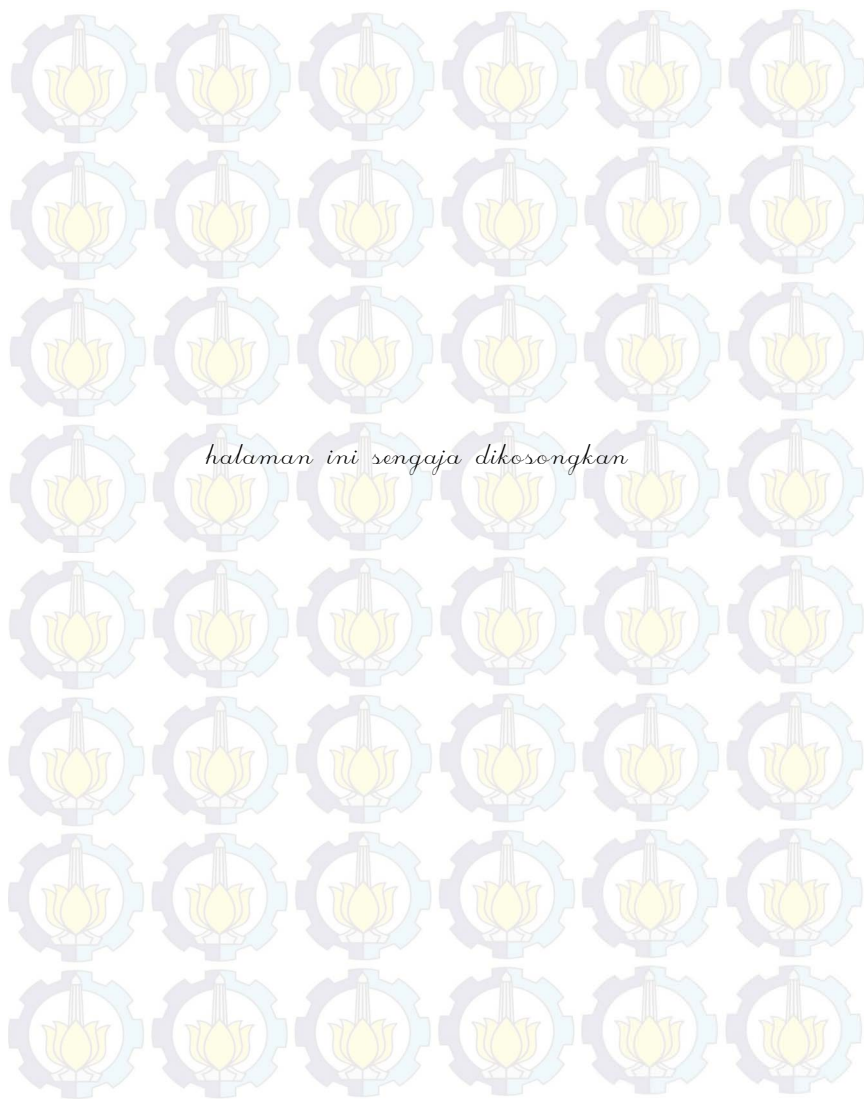
	relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .	87
<b>Tabel 4.56</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran .....	87
<b>Tabel 4.57</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ .....	88
<b>Tabel 4.58</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	89
<b>Tabel 4.59</b>	Hasil simulasi aliran daya memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	89
<b>Tabel 4.60</b>	Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_2$ .....	90
<b>Tabel 4.61</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit .....	91
<b>Tabel 4.62</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19) .....	92
<b>Tabel 4.63</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19) .....	92
<b>Tabel 4.64</b>	Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).....	92
<b>Tabel 4.65</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20) .....	93
<b>Tabel 4.66</b>	Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit .....	93
<b>Tabel 4.67</b>	Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan di bus 19 .....	94
<b>Tabel 4.68</b>	Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV	



Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).....	94
<b>Tabel 4.69</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.....	95
<b>Tabel 4.70</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit.....	96
<b>Tabel 4.71</b> Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya .....	96
<b>Tabel 4.72</b> Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_1$ ke $t_2$ dan $t_2$ ke $t_3$ (relaksasi tegangan dan aliran daya).....	97
<b>Tabel 4.73</b> Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu $t_3$ (relaksasi tegangan dan aliran daya) .....	97
<b>Tabel 4.74</b> Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan dan aliran daya.....	98
<b>Tabel 4.75</b> Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya serta memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit.....	99
<b>Tabel 4.76</b> Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan <i>ramp</i> pembangkit dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya.....	99

## DAFTAR GAMBAR

	<u>Halaman</u>
<b>Gambar 2.1</b> Konversi energi oleh generator .....	5
<b>Gambar 2.2</b> Admitansi saluran transmisi tenaga listrik .....	9
<b>Gambar 2.3</b> Phasor diagram untuk hubungan <i>complex power</i> .....	12
<b>Gambar 2.4</b> Model pembangkit thermal .....	16
<b>Gambar 2.5</b> Karakteristik input-output pembangkit thermal .....	16
<b>Gambar 2.6</b> Karakteristik <i>incremental heat rate</i> pembangkit thermal .....	17
<b>Gambar 2.7</b> Karakteristik <i>net heat rate</i> pembangkit thermal .....	17
<b>Gambar 2.8</b> Karakteristik input-output pembangkit hidro .....	18
<b>Gambar 2.9</b> Karakteristik <i>incremental water</i> pembangkit hidro .....	18
 <b>Gambar 3.1</b> Flowchart pengerjaan tugas akhir .....	 23
<b>Gambar 3.2</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus .....	39
<b>Gambar 3.3</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat salah satu saluran lepas di sistem IEEE 9 Bus .....	40
<b>Gambar 3.4</b> Sistem IEEE 9 Bus (345 kV) .....	40
<b>Gambar 3.5</b> Sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali ...	43
<b>Gambar 3.6</b> Profil tegangan GITET Kembangan .....	51
 <b>Gambar 4.1</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 8 ke bus 9) pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus .....	 56
<b>Gambar 4.2</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 8 ke bus 9) di sistem IEEE 9 Bus .....	56
<b>Gambar 4.3</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 1 ke bus 24) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	71
<b>Gambar 4.4</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 1 ke bus 24) di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	71
<b>Gambar 4.5</b> Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 13 ke bus 14) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	72
<b>Gambar 4.6</b> Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 13 ke bus 14) di sistem 500 kV Jawa-Bali .....	72





## BIODATA PENULIS



Nama Lengkap : Alneo Lesag Manggala  
Yudha.  
TTL : Surabaya, 01 Januari  
1992.  
Jenis Kelamin : Laki-laki.  
Agama : Islam.  
Alamat : Jemursari Timur XI JB  
28 Surabaya 60237.

### Riwayat Pendidikan

1. 2013 - 2015 : S1 Teknik Elektro ITS Surabaya.
2. 2010 - 2013 : D3 Teknik Elektro Industri Politeknik Elektronika Negeri Surabaya ITS Surabaya.
3. 2007 - 2010 : SMA Negeri 16 Surabaya.
4. 2004 - 2007 : SLTP Al-Falah Deltasari Sidoarjo.
5. 1998 - 2004 : SD Al-Falah Surabaya.

### Pengalaman Kerja Praktek/Tugas Akhir

1. 2015 : Tugas Akhir (Permohonan Data untuk Penelitian) di PT. PLN P3B Jawa-Bali (Pusat), Gandul-Cinere, Depok.
2. 2014 : Kerja Praktek di PT. PLN P3B Jawa-Bali (Jawa Timur) APP Surabaya, GI Rungkut, Surabaya.
3. 2012 : Kerja Praktek di PT. PERTAMINA *Refinery Unit* (RU) IV Cilacap.

### Riwayat Hidup

Penulis merupakan anak kedua dari 2 bersaudara, pasangan Jahju Hartanti dan Nur Seto. Selama mengikuti masa perkuliahan, penulis juga aktif dalam kegiatan organisasi, seminar, pelatihan dan unit kegiatan mahasiswa baik di dalam maupun di luar kampus. Penulis turut berkontribusi dalam kegiatan-kegiatan seperti Sosial *Development* (SOSDEV) Sepuluh Nopember, HIMA Elin, UKM Tenis Meja Elin dan UKM Futsal Elin. Penulis dapat dihubungi melalui email [alneolesag@yahoo.com](mailto:alneolesag@yahoo.com).

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Pengoperasian sistem tenaga listrik memiliki syarat untuk mengoptimalkan kontinuitas dan biaya yang ekonomis. Namun, adanya gangguan pada sistem membuat syarat tersebut tidak terpenuhi. Gangguan seperti kontingensi saluran transmisi yang terputus menyebabkan nilai impedansi dan kapasitas saluran berubah. Sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban, menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai yang dibutuhkan karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Untuk menghindari pemadaman listrik yang lebih besar maka daya beban di sisi pelanggan harus dikurangi. Pelepasan beban (*load shedding*) digunakan untuk mengurangi daya beban, sehingga ada pihak-pihak yang dirugikan.

Pihak penyedia listrik (produsen) menjadi kehilangan sejumlah biaya akibat konsumen yang tidak perlu membayar pemakaian listrik disebabkan ketika ada gangguan terdapat beban di sisi konsumen yang dilepas. Semakin banyak jumlah daya di sisi konsumen yang dilepas, maka semakin banyak biaya pemasukan untuk produsen yang hilang.

Selain itu, biaya pembangkitan generator termurah yang diperoleh ketika sistem dalam kondisi normal menjadi lebih mahal ketika sistem terganggu. Pada saat ada gangguan, rugi-rugi daya di saluran berubah, sehingga daya di sisi pembangkit mengikuti perubahan tersebut agar dicapai yang daya seimbang. Perubahan daya ini yang mengakibatkan biaya pembangkitan meningkat.

Oleh karena itu, digunakan solusi sebuah *Optimal Power Flow* (OPF) dengan fungsi objektif yang dapat meminimal total biaya pembangkitan dan pelepasan beban. Sementara itu untuk mengurangi jumlah daya yang dilepas, maka pelepasan beban diminimalkan dengan strategi relaksasi batasan. Strategi relaksasi batasan yang digunakan adalah dengan merelaksasi batas minimum tegangan pada bus beban dan dengan merelaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran.

Riset yang diperoleh para peneliti menunjukkan hasil yang memuaskan, yaitu jumlah daya beban yang dilepas dengan strategi relaksasi batasan ini dapat diminimalkan daripada jumlah daya beban yang semestinya dilepas<sup>[1]</sup>. Pada tugas akhir ini, strategi tersebut akan diaplikasikan pada sistem kelistrikan IEEE 9 bus dan 500 kV Jawa-Bali.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Penelitian pada tugas akhir ini memiliki tujuan dan manfaat sebagai berikut :

- Untuk meminimalkan jumlah daya beban yang dilepas.
- Untuk mendapatkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban yang paling minimal.
- Sebagai pilihan strategi lain dalam melakukan pelepasan beban.
- Sebagai bahan acuan bagi penelitian-penelitian selanjutnya pada bidang dan topik yang sejenis.

## 1.3 Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

- Jumlah beban yang dilepas perlu diminimalkan.
- Biaya pembangkitan dan pelepasan beban diinginkan yang termurah.
- Cara merumuskan sebuah OPF dengan fungsi objektif (*objective function*) meminimalkan total biaya pembangkitan dan pelepasan beban.
- Cara menggunakan strategi relaksasi batas minimum tegangan di bus beban (*RV/The Relaxation of Voltage Restrictions*) dan hingga berapa prosentase batas minimum tegangan bus beban akan dilonggarkan.
- Cara menggunakan strategi relaksasi batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran (*RF/The Relaxation of Power Flow Restrictions*) dan hingga berapa prosentase batas kapasitas maksimum aliran daya pada saluran akan dilonggarkan.

## 1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah :

- Parameter untuk strategi pelepasan beban yang digunakan adalah persamaan *power balance* di setiap bus yang memperhatikan batas tegangan minimum di bus beban dan aliran daya maksimum di saluran.



- Software bantu yang digunakan adalah MATLAB 7.10 (2010a).
- Program-program m.file yang dimodifikasi berasal dari MATPOWER 5.0.
- Studi aliran daya optimal yang digunakan adalah AC-OPF dengan *Sequential Quadratic Programming (SQP)*.
- Metode yang dipakai untuk menyelesaikan strategi pelepasan beban adalah Relaksasi Batasan.

### 1.5 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

- Studi literatur.  
Pada tahap ini dilakukan studi literatur yang menunjang penulisan tugas akhir. Studi literatur meliputi pembelajaran materi-materi yang dapat membantu dalam penelitian. Literatur ini dapat diambil dari berbagai sumber antara lain buku, jurnal, *proceeding*, dan artikel di internet.
- Pengumpulan data.  
Pada tahap ini data-data sistem kelistrikan dan single line diagram IEEE 9 bus dan sistem transmisi 500 KV dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali dikumpulkan, yang meliputi: data pembangkitan generator, data jaringan transmisi, data pembebanan sistem, dan biaya sistem tenaga listrik.
- Simulasi dan analisis aliran daya optimum.  
Pada tahap ini data-data yang ada dimasukkan, kemudian disimulasi dan dianalisis aliran daya optimum pada sistem. Hasil simulasi dapat menjadi acuan dalam memulai strategi pelepasan beban.
- Simulasi dan analisis fungsi objektif.  
Pada tahap ini fungsi objektif disimulasi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi batasan. Kemudian hasil dari beberapa kondisi strategi dibandingkan dan dianalisis.
- Penarikan kesimpulan.



Pada tahap ini ditarik kesimpulan dari hasil simulasi dan analisis yang diperoleh.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan tugas akhir ini terbagi atas lima bagian dan masing-masing bab akan terurai sebagai berikut:

Bab I :Pendahuluan

Bab ini membahas penjelasan mengenai Latar Belakang, Tujuan Penelitian, Permasalahan, Batasan Masalah, Metode Penelitian, Sistematika Penulisan dan Relevansi dari penelitian yang dilakukan untuk tugas akhir ini.

Bab II :Tinjauan Pustaka

Bab ini membahas dasar teori mengenai AC *Optimal Power Flow*, *Sequential Quadratic Programing*, Kontingensi, Pelepasan Beban, dan Relaksasi Batasan.

Bab III :Perancangan SQP untuk Strategi Pelepasan Beban

Bab ini membahas perancangan simulasi dan pemodelan kontingensi untuk strategi pelepasan beban.

Bab IV :Hasil dan Pembahasan

Bab ini mensimulasikan program simulasi pada bab III pada sistem IEEE 9 bus terlebih dahulu kemudian pada sistem 500 kV Jawa-Bali serta terdapat pembahasan (analisis) dari hasil simulasi yang diperoleh.

Bab V :Penutup

Bab ini berisi kesimpulan dan saran mengenai hasil penulisan tugas akhir yang telah diselesaikan.

## 1.7 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan dapat menjadi bahan pertimbangan sebagai strategi lain bagi PT. PLN (Persero) dalam melakukan pelepasan beban dan meminimalkan biaya pembangkitan. Diharapkan dengan metode relaksasi, beban-beban yang dilepas semakin berkurang, didapatkan biaya pembangkitan yang ekonomis, dan kontinuitas sistem kelistrikan 500kV Jawa-Bali tidak terganggu.

## BAB 2

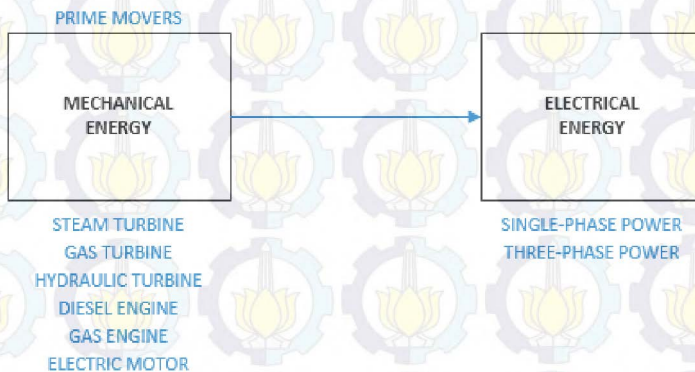
### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum sistem tenaga listrik terdiri dari komponen tenaga listrik seperti pembangkit (generator), saluran transmisi, saluran distribusi, dan beban.<sup>[2]</sup> Komponen-komponen tersebut terhubung satu dengan yang lain secara interkoneksi. Pada sistem interkoneksi, unit-unit pembangkit tenaga listrik terhubung ke jaringan transmisi maupun distribusi untuk menyalurkan energi listrik kepada pelanggan (beban) yang tersebar.

##### 2.1.1 Generator

Generator AC tiga fasa atau generator sinkron merupakan mesin sinkron dengan penggerak utama yang mengubah energi mekanik menjadi energi listrik.



**Gambar 2.1.** Konversi energi oleh generator.<sup>[13]</sup>

Terdapat dua bagian utama pada generator sinkron, yaitu bagian yang tidak berputar dan bagian yang berputar. Bagian yang tidak berputar disebut stator (*armature*), sementara bagian yang berputar adalah rotor. Pada rotor terdapat belitan konduktor yang dialiri eksitasi arus DC yang dihasilkan oleh sistem eksitasi. Arus yang mengalir pada belitan rotor akan menghasilkan medan magnet. Bila rotor tersebut

diputar oleh *prime mover* maka medan magnet akan ikut berputar kemudian memotong kumparan-kumparan pada stator. Akibatnya tegangan listrik akan timbul pada kumparan stator. Tegangan listrik inilah yang akan menghasilkan arus listrik bila disalurkan ke beban.<sup>[17]</sup>

Sebuah unit generator memiliki batas kemampuan operasi yang berbeda-beda. Parameter batasan yang umum digunakan adalah batas minimal dan batas maksimal daya aktif maupun daya reaktif yang dibangkitkan oleh generator. Untuk mencapai pembangkitan yang ekonomis dan efisien, setiap generator harus dioperasikan dalam rentang batasan tersebut. Selain itu batasan kemampuan operasi generator juga mencegah terjadinya kerusakan akibat kelebihan operasi.<sup>[18]</sup>

### 2.1.2 Saluran Transmisi

Saluran transmisi sistem tenaga listrik merupakan penghubung antara unit-unit pembangkit yang berada di lokasi tertentu dengan jaringan distribusi untuk beban-beban yang tersebar luas di berbagai daerah. Sistem transmisi tenaga listrik umumnya menggunakan tegangan tinggi dalam menyalurkan energi listrik. Hal ini bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi (*losses*) yang disebabkan oleh panas penghantar. Selain itu terdapat cara lain untuk mengurangi rugi-rugi dan menjaga tegangan saluran transmisi agar tidak drop, yaitu dengan memasang *capacitor banks* dan *reactor banks*.

Standar tegangan (*line to line*) sistem transmisi yang dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) dalam SPLN tahun 1995 seperti pada tabel 2.1.<sup>[3]</sup>

**Tabel 2.1** Standar tegangan SPLN sistem transmisi.

Tegangan tertinggi untuk perlengkapan (kV)	Tegangan sistem nominal (kV)
72,5	66,0
170,0	150,0
245,0	220,0
300,0	275,0
525,0	500,0

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik, tingkat tegangan harus dipertahankan dalam batas-batas tertentu. Maka dari itu perlu diketahui

besar tegangan, arus dan daya yang mengalir sepanjang saluran transmisi.

Rangkaian pengganti saluran transmisi ditentukan berdasarkan panjang saluran dan ketelitian yang diinginkan. Bila dilihat dari sisi panjang saluran, saluran transmisi dibagi menjadi beberapa kategori<sup>[2]</sup>, yaitu :

- Saluran Transmisi Pendek  
Bila panjang saluran kurang dari 80 km (panjang saluran kurang dari atau sama dengan 50 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi dan reaktansi saluran.
- Saluran Transmisi Menengah  
Bila panjang saluran antara 80 km sampai dengan 240 km (panjang saluran antara 50 mile sampai dengan 150 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi, reaktansi, dan suseptansi saluran.
- Saluran Transmisi Panjang  
Bila panjang saluran lebih dari 240 km (panjang saluran lebih dari atau sama dengan 150 mile). Parameter yang berpengaruh adalah nilai resistansi, reaktansi, suseptansi, dan konduktansi.

### **2.1.3 Beban**

Beban pada sistem tenaga listrik dibagi ke dalam beberapa kategori, yaitu :

- Beban Industri  
Sebagian besar terdiri dari motor induksi berkapasitas besar yang mengkonsumsi daya reaktif dalam jumlah banyak.
- Beban Komposit  
Bergantung pada tegangan dan frekuensi, sehingga kualitas tegangan dan frekuensi listrik perlu dipertahankan pada batas yang ditentukan.
- Beban Perumahan dan Komersial  
Sebagian besar terdiri dari sistem penerangan, pemanasan, dan pendinginan dalam area yang luas.

Ada beberapa model beban yang dapat digunakan dalam penyelesaian secara analisis, yaitu :



- Model beban daya tetap
- Model beban arus tetap
- Model beban impedansi tetap

Untuk studi aliran daya maka model beban daya tetap yang cocok digunakan.<sup>[4]</sup> Model beban daya tetap mengasumsikan besar daya aktif (MW) dan reaktif (MVAR) beban tetap.

## 2.2 Studi Aliran Daya<sup>[7]</sup>

Studi aliran daya bertujuan untuk menghitung besar magnitude dan sudut tegangan di setiap bus serta menghitung aliran daya pada saluran. Dalam studi aliran daya terdapat empat buah besaran pada masing-masing bus jaringan yang memegang peranan penting, yaitu :

- Sudut fasa tegangan,  $\theta$ .
- Harga magnitude tegangan,  $|V|$ .
- Daya aktif,  $P$ .
- Daya reaktif,  $Q$ .

Untuk menyelesaikan studi aliran daya, setiap bus memiliki tipe (klasifikasi) bus sendiri-sendiri. Klasifikasi ini terbagi menjadi 3 macam, yaitu :

- Bus *Slack* (Bus Refrensi/*Swing*)  
Bus ini dipilih diantara bus-bus generator yang mempunyai kapasitas untuk menyediakan daya terbanyak dalam jaringan. Bus refrensi memiliki harga magnitude tegangan dan sudut fasa tegangan tertentu. Selain itu generator di bus refrensi harus mampu membangkit daya aktif dan daya reaktif yang dibutuhkan bus beban serta rugi-rugi daya di saluran.
- Bus PV (Bus Generator)  
Bus ini disebut juga bus kontrol karena tegangan pada bus ini dapat dikendalikan dengan mengatur daya reaktif yang disuplai ataupun diserap bus. Daya reaktif harus berada pada rentang batas tertentu. Bus PV memiliki harga magnitude tegangan dan daya aktif tertentu.

- Bus PQ (Bus Beban)

Bus ini memiliki nilai daya aktif dan daya reaktif tertentu yang diperoleh berdasarkan pengukuran. Nilai tegangan bus PQ harus dicari melalui proses iterasi sampai tercapai nilai yang konvergen dengan toleransi ketelitian yang diinginkan.

**Tabel 2.2** Jenis-jenis bus pada jaringan.

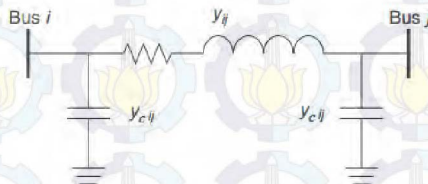
Tipe Bus	$\theta$	$ V $	$P$	$Q$
Bus Refrensi	×	×		
Bus PV		×	×	
Bus PQ			×	×

× : nilai dipertahankan tetap (konstan).

Dari studi aliran daya dapat diketahui besarnya rugi-rugi jaringan berupa energi panas akibat arus listrik yang mengalir di saluran. Rugi-rugi ini menyebabkan permintaan daya pada sistem seolah bertambah besar.

### 2.2.1 Impedansi dan Admitansi Saluran<sup>[8]</sup>

Besaran lain yang juga penting dalam studi aliran daya sistem tenaga listrik adalah data impedansi saluran. Saluran transmisi mempunyai data impedansi yang terdiri dari impedansi saluran (antara bus dengan bus) serta impedansi antara saluran dengan tanah (*line charging*) seperti pada gambar 2.2.



**Gambar 2.2.** Admitansi saluran transmisi tenaga listrik.

Impedansi saluran antara bus dengan bus dimodelkan dalam nilai resistansi  $r$  dan reaktansi  $x$  (induktansi) saluran. Dimana nilai resistansi muncul akibat adanya rugi-rugi panas ketika arus mengalir di saluran, sementara nilai reaktansi (induktansi) menggambarkan saluran yang terdiri dari kawat konduktor. Pada saluran transmisi yang semakin

panjang, maka tegangan yang disalurkan dibuat semakin tinggi. Semakin tinggi tegangan ini maka akan terjadi perbedaan tegangan antara saluran dengan tanah. Proses ini dinamakan dengan *line charging*, yang mana digambarkan sebagai reaktansi (kapasitansi) di saluran.

Perhitungan pada suatu sistem tenaga listrik biasanya menggunakan besaran per satuan (*per unit*/p.u) untuk menggantikan besaran-besaran yang sesungguhnya. Hal ini dilakukan untuk mempermudah perhitungan. Dalam perhitungan pada sistem tenaga listrik biasanya diketahui tegangan nominal (*rating*) dari saluran serta peralatan lainnya.<sup>[4]</sup> Selain itu besaran dasar kedua yang diketahui adalah daya semu. Rumus-rumus yang menunjukkan hubungan berbagai besaran dasar adalah<sup>[12]</sup> :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{I_{base}} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{S_{base}/\sqrt{3}V_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.1)$$

$$Z_{p.u} = \frac{z(\Omega)}{Z_{base}} = \frac{z(\Omega) \times S_{base}}{V_{base}^2} \quad (2.2)$$

Hubungan impedansi saluran  $z_{ij}$  dan admitansi saluran  $y_{ij}$  adalah sebagai berikut :

$$z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.3)$$

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.4)$$

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.5)$$

Keterangan:

$G_{ij}$  = Konduktansi saluran dari bus i ke j.

$B_{ij}$  = Suseptansi saluran dari bus i ke j.

$n_b$  = Jumlah bus.

Untuk mempermudah perhitungan dalam studi aliran daya maka data-data impedansi saluran  $Z_{bus}$  tersebut disusun dalam bentuk matrik  $Y_{bus}$ . Dari persamaan hukum ohm diketahui bahwa :

$$\vec{V} = \vec{Z} \cdot \vec{I} \quad (2.6)$$

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}}{\vec{Z}} \quad (2.7)$$

$$[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1} \quad (2.8)$$

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (2.9)$$

dimana,

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1j} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2j} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{ij} & \cdots & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.10)$$

Keterangan:

$\bar{V}$  = Tegangan.

$\bar{Z}$  = Impedansi.

$\bar{I}$  = Arus.

Elemen matriks diagonal  $Y_{ii}$  merupakan jumlah admitansi yang terhubung pada bus  $i$ . Terdiri dari nilai admitansi saluran antara bus dengan bus  $y_{ij}$  serta admitansi saluran dengan tanah  $y_{c_{ij}}$ .

$$Y_{ii} = y_{c_{ij}} + y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.11)$$

Sementara elemen matriks off-diagonal  $Y_{ij}$  merupakan nilai negatif dari admitansi saluran antara bus dengan bus  $y_{ij}$ .

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \psi_{ij} = -y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.12)$$

dengan,

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.13)$$

$$y_{c_{ij}} = j \frac{1}{2} B_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.14)$$

Keterangan:

$|Y_{ij}|$  = Magnitud dari bilangan kompleks pada elemen matriks  $Y_{ij}$ .

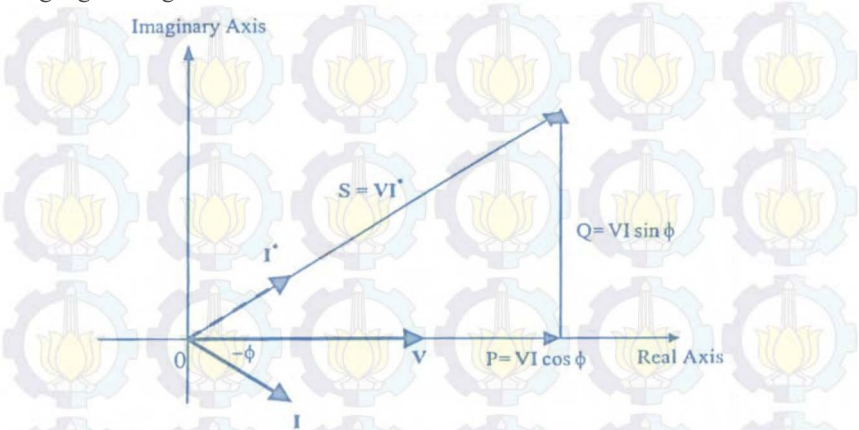
$\psi_{ij}$  = Sudut dari bilangan kompleks pada elemen matriks  $Y_{ij}$ .

### 2.2.2 Aliran Daya<sup>[7]</sup>

Besaran daya semu  $S$  merupakan bilangan kompleks perpaduan antara komponen daya aktif  $P$  dan daya reaktif  $Q$ . Yang mana daya aktif berada pada sumbu real dan daya reaktif berada pada sumbu imajiner.



Dengan perbedaan sudut  $\phi$  yang merupakan perbedaan sudut antara tegangan dengan arus.



**Gambar 2.3** Phasor diagram untuk hubungan *complex power*.

Dari hubungan *complex power* pada gambar 2.3 dapat diketahui bahwa aliran daya di saluran (*from bus* dan *to bus*) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan aliran daya berikut ini :

$$S = P + jQ = \bar{V} \cdot I^* \quad (2.15)$$

$$S = \bar{V}I(\cos\phi + j\sin\phi) = VIe^{j\phi} = VI\angle\phi \quad (2.16)$$

$$S_{ij} = \bar{V}_i \cdot I_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.17)$$

$$S_{ji} = \bar{V}_j \cdot I_{ji}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.18)$$

$$S_{losses} = S_{ij} + S_{ji} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.19)$$

Dimana,

$$I_{ij} = \frac{\bar{V}_i - \bar{V}_j}{z_{ij}} + \frac{\bar{V}_i}{z_{ii}} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.20)$$

$$I_{ij} = \bar{V}_i(y_{ii} + y_{ij}) - \bar{V}_j \cdot y_{ij} \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.21)$$

$$I_{ji}^* = -I_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.22)$$

Sehingga,

$$S_{ij} = |V_i|^2 y_{ii}^* + |V_i|^2 y_{ij}^* - \bar{V}_i \cdot \bar{V}_j^* \cdot y_{ij}^* \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.23)$$

$$P_{ij} = |V_i|^2 |Y_{ii}| \cos(\psi_{ij}) - |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.24)$$

$$Q_{ij} = -|V_i|^2|Y_{ii}| - |V_i|^2|Y_{ij}| \sin(\psi_{ij}) - |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})$$

$$i = j = 1, \dots, n_b \quad (2.25)$$

dengan,

$$\vec{V} = e + jf = |V|\angle\theta \quad (2.26)$$

Keterangan:

- $e$  = Komponen real dari tegangan.
- $f$  = Komponen imajiner dari tegangan.
- $|V|$  = Besar magnitud dari tegangan.
- $\theta$  = Besar sudut dari tegangan.
- $S_{ij}$  = Aliran daya semu dari bus i ke bus j.
- $S_{ji}$  = Aliran daya semu ke bus i dari bus j.
- $S_{losses}$  = Daya losses di saluran

### 2.3 Kontingensi<sup>[5]</sup>

Dalam operasi sistem tenaga listrik, selain upaya untuk meminimalisasi biaya operasi, faktor penting yang lain adalah menjaga keamanan sistem dalam operasi. Keamanan sistem meliputi kegiatan yang direncanakan untuk mempertahankan operasi sistem apabila terjadi kegagalan komponen sistem. Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih komponen tenaga listrik.

Keandalan dan keamanan sistem tenaga listrik dapat dicapai dengan melakukan operasi sistem yang toleran terhadap keluarnya salah satu elemen sistem (*single outage*) ataupun keluarnya lebih dari satu elemen sistem (*multiple outages*). Dengan keluarnya salah satu atau lebih elemen sistem seharusnya tidak menyebabkan keluarnya elemen sistem secara bertingkat (*cascading outage*) yang mengakibatkan pemadaman sebagian atau pemadaman total.

Sebagai contoh kontingensi berupa lepasnya saluran transmisi akan mengakibatkan sisi pembangkit yang sebenarnya masih mampu menyuplai beban menjadi tidak dapat menyalurkan daya sesuai kapasitas yang dibutuhkan beban karena keterbatasan kapasitas saluran yang tersisa. Pada saat kontingensi, saluran yang tidak terganggu menjadi ikut lebih bertanggung jawab untuk menyalurkan daya ke beban. Di sisi lain saluran yang tidak terganggu memiliki batas kapasitas

saluran. Bila dipaksakan untuk menyalurkan daya beban seluruhnya, maka hal ini dapat mengakibatkan saluran tersebut rusak akibat panas berlebih. Untuk menjaga saluran yang tersisa agar tidak terganggu juga, maka daya pada sisi beban perlu dikurangi dengan cara pelepasan beban.

## 2.4 Pelepasan Beban<sup>[5]</sup>

Tenaga listrik merupakan produk yang mana daya pembangkitan dan daya konsumsinya harus selalu seimbang dari waktu ke waktu. Apabila terdapat gangguan (kejadian abnormal) maka harus ada pelepasan beban di sebagian konsumen, agar tetap mempertahankan integritas jaringan dan menghindari dari pemadaman yang lebih besar.

Dalam kondisi darurat untuk mempertahankan sistem, diterapkan skema pelepasan beban otomatis menggunakan *Under Frequency Relay* (UFR). Namun, bila dari semula sudah diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan pasokan dan beban, maka operator sistem akan melakukan pengurangan beban terencana, yang dikenal dengan istilah *Manual Load Shedding* (MLS). Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban Region/Sub-region dapat pula memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan-kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*)<sup>[6]</sup>.

## 2.5 Optimal Power Flow (OPF)<sup>[7]</sup>

Tujuan utama dari OPF umumnya adalah untuk meminimalkan fungsi objektif  $F(x,u)$  dengan tetap memenuhi syarat dari kendala-kendala yang ada. Kendala ini berupa persamaan non-linear  $g(x,u)=0$  yaitu persamaan aliran daya seimbang (*power flow network balance equation*) dan pertidaksamaan non-linear  $h(x,u)\leq 0$  yang membatasi setiap variabel yang ada.

Vektor ( $x$ ) terdiri dari variabel seperti magnitude tegangan ( $V_m$ ) dan sudut tegangan ( $\theta$ ) bus, daya output reaktif generator (MVAR) yang didesain untuk bus kontrol tegangan. Parameter-parameter lain yang juga terdapat pada vektor ( $x$ ) adalah sudut bus referensi, parameter saluran, dll. Sementara vektor ( $u$ ) terdiri dari variabel kontrol antara lain daya aktif dan reaktif generator, pergeseran sudut fasa, beban aktif (MW) dan reaktif (MVAR), pengatur kontrol tegangan, dll.

Pada studi aliran daya konvensional nilai variabel kontrol telah ditentukan terlebih dahulu. Namun pada OPF nilai dari variabel kontrol harus dicari terlebih dahulu untuk menemukan nilai maksimum atau minimum fungsi objektif. Fungsi objektif yang sering digunakan dalam OPF antara lain meminimalkan biaya (bahan bakar) pembangkitan, meminimalkan rugi-rugi pada saluran, perencanaan daya reaktif (*VAR Planning*), penambahan batasan untuk bahaya lingkungan (gas emisi), dll.

OPF terbagi menjadi dua macam, yaitu DC-OPF dan AC-OPF. Letak perbedaan dari dua macam OPF tersebut adalah pada variabel yang digunakan. DC-OPF menggunakan dua variabel saja yaitu sudut tegangan dan daya aktif pembangkitan.<sup>[16]</sup> Sehingga untuk perhitungan jauh lebih cepat ketimbang AC-OPF. AC-OPF menggunakan empat buah variabel yaitu sudut tegangan, magnitud tegangan, daya aktif pembangkitan, dan daya reaktif pembangkitan. Oleh karena itu kelebihan AC-OPF ketimbang DC-OPF adalah dari keakuratan dan ketelitian dalam perhitungannya.

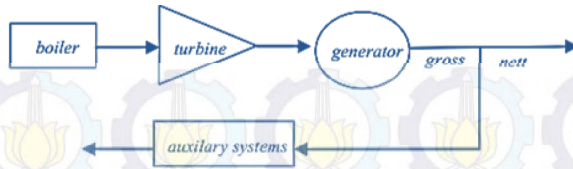
### **2.5.1 Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan<sup>[8]</sup>**

Unit pembangkit memiliki berbagai macam karakteristik yaitu karakteristik input-output pembangkit, karakteristik *incremental heat rate*, dan karakteristik *net heat rate* (untuk jenis pembangkit thermal). Data-data yang mendukung untuk mendapatkan karakteristik tersebut bisa diperoleh dari sejarah pengoperasian generator, data percobaan, atau buku manual generator dari perusahaan yang mendesain generator. Data karakteristik tersebut sangat diperlukan untuk menghitung berapa biaya pembangkitan yang paling minimal (ekonomis) dari sebuah unit generator.

Karakteristik yang dimiliki pembangkit listrik thermal (PLTU/PLTGU) berbeda dengan karakteristik pembangkit listrik hidro (PLTA).

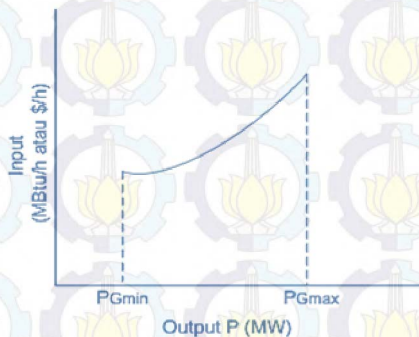
- Karakteristik Pembangkit Thermal  
Pemodelan pembangkit thermal secara sederhana ditunjukkan pada gambar 2.4.





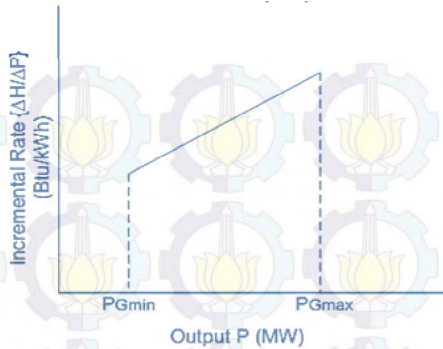
**Gambar 2.4** Model pembangkit thermal.

Pembangkit jenis ini dimodelkan menjadi tiga buah komponen yaitu boiler (input: bahan bakar dan output: uap), turbin (input: uap dan output: gerak putaran), dan generator (input: gerak putaran dan output: energi listrik). Kurva karakteristik input-output pembangkit thermal ditunjukkan pada gambar 2.5. Kurva tersebut merupakan hubungan antara input bahan bakar dengan output daya listrik yang dibangkitkan.



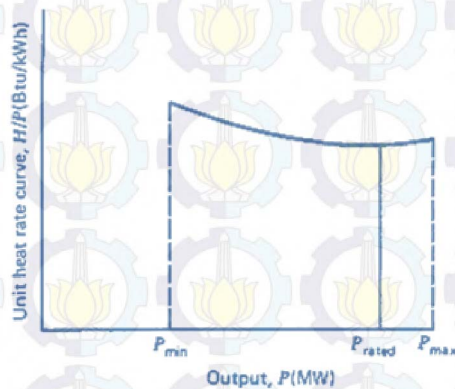
**Gambar 2.5** Karakteristik input-output pembangkit thermal.

Sementara itu hubungan antara konsumsi bahan bakar yang dibutuhkan dengan perubahan daya listrik yang dibangkitkan ditunjukkan pada gambar 2.6.



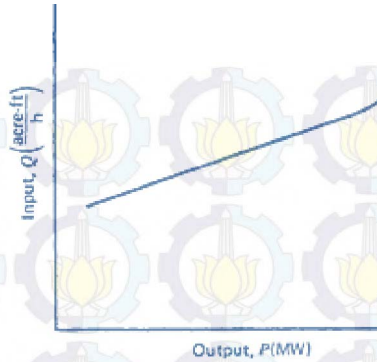
**Gambar 2.6** Karakteristik *incremental heat rate* pembangkit thermal.

Karakteristik *net heat rate* sebuah pembangkit thermal ditunjukkan pada gambar 2.7.



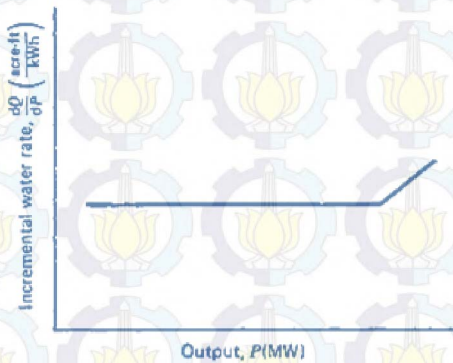
**Gambar 2.7** Karakteristik *net heat rate* pembangkit thermal.

- Karakteristik Pembangkit Hidro  
Karakteristik unit pembangkit hidro memiliki input berupa debit air dan output energi listrik. Kurva karakteristik input-output pembangkit hidro ditunjukkan pada gambar 2.8.



**Gambar 2.8** Karakteristik input-output pembangkit hidro.

Perubahan input debit air yang dibutuhkan untuk setiap perubahan daya listrik yang dibangkitkan berada pada tingkatan yang konstan, namun setelah itu pada tingkatan tertentu naik secara proporsional. Hal ini ditunjukkan pada gambar 2.9.



**Gambar 2.9** Karakteristik *incremental water* pembangkit hidro.

Sehingga fungsi objektif untuk meminimalkan biaya pembangkitan setiap generator adalah sebagai berikut :

$$\min F(Pg) = \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \quad (2.27)$$

Keterangan:

$F(Pg)$  = Total biaya pembangkitan.

$c_i, b_i, a_i$  = Konstanta biaya pembangkitan generator unit ke-  $i$ .

$Pg_i$  = Daya aktif generator unit ke-  $i$ .

$ng$  = Jumlah unit generator.

### 2.5.2 Fungsi Objektif Meminimalkan Biaya Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Meminimalkan biaya pelepasan beban bertujuan untuk semakin memperkecil total beban yang dilepas ketika terjadi gangguan. Sehingga biaya pelepasan beban bisa diminimalkan. Fungsi objektif yang digunakan adalah seperti pada persamaan 2.28.

$$\min F(Pd) = k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i) \quad (2.28)$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.29)$$

Keterangan:

$F(Pd)$  = Total biaya pelepasan beban.

$\Delta Pd_i$  = Daya aktif beban yang dilepas dari bus  $i$ .

$Pd_i^0$  = Daya aktif beban mula-mula di bus  $i$ .

$Pd_i$  = Daya aktif beban di bus  $i$  setelah gangguan.

$k$  = Biaya pelepasan beban.

### 2.5.3 Equality Constraint<sup>[14]</sup>

Batasan persamaan daya aktif dan daya reaktif pada setiap bus merupakan *equality constraint* yang harus terpenuhi, persamaannya yaitu :

$$Ps_i - Pg_i + Pd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.30)$$

$$Qs_i - Qg_i + Qd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.31)$$

Dimana

$$Ps_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.32)$$

$$Qs_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.33)$$



Keterangan:

$Ps_i$  = Daya aktif saluran yang terhubung dengan bus i.

$Pg_i$  = Daya aktif generator di bus i.

$Pd_i$  = Daya aktif beban yang terhubung dengan bus i.

$Qs_i$  = Daya reaktif saluran yang terhubung dengan bus i.

$Qg_i$  = Daya reaktif generator di bus i.

$Qd_i$  = Daya reaktif beban yang terhubung dengan bus i.

#### 2.5.4 Inequality Constraint<sup>[7]</sup>

Batasan pertidaksamaan yang harus terpenuhi dalam meminimalkan fungsi objektif adalah sebagai berikut :

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_i \leq \theta_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.34)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.35)$$

$$Pg_{i_{min}} \leq Pg_i \leq Pg_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.36)$$

$$Qg_{i_{min}} \leq Qg_i \leq Qg_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.37)$$

$$-S_{i_{maks}} \leq S_i \leq S_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.38)$$

Keterangan:

$\theta_{i_{min}}$  = Batas minimal sudut tegangan di bus i.

$\theta_{i_{maks}}$  = Batas maksimal sudut tegangan di bus i.

$V_{i_{min}}$  = Batas minimal magnitud tegangan di bus i.

$V_{i_{maks}}$  = Batas maksimal magnitud tegangan di bus i.

$Pg_{i_{min}}$  = Batas minimal daya aktif generator di bus i.

$Pg_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya aktif generator di bus i.

$Qg_{i_{min}}$  = Batas minimal daya reaktif generator di bus i.

$Qg_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya reaktif generator di bus i.

$S_i$  = Daya semu di saluran i.

$S_{i_{maks}}$  = Batas maksimal daya semu di saluran i.

$n_l$  = Jumlah saluran.

##### 2.5.4.1 Relaksasi Batas Tegangan untuk Meminimalkan Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Relaksasi batas tegangan atau *relaxation of voltage restrictions* (RV) bertujuan untuk melonggarkan batas minimal tegangan untuk

beberapa saat. Dengan melonggarkan batas ini, maka tegangan pada bus masih diperbolehkan turun hingga batas relaksasi.

$$\varphi_{voltage_i} \cdot V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.39)$$

Dimana

$$\varphi_{voltage_{i_{min}}} \leq \varphi_{voltage_i} \leq 1 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (2.40)$$

Keterangan:

$\varphi_{voltage_i}$  = Prosentase relaksasi batas minimal tegangan di bus i.

$\varphi_{voltage_{i_{min}}}$  = Batas minimal prosentase relaksasi di bus i.

#### 2.5.4.2 Relaksasi Batas Aliran Daya Saluran untuk Memenangkan Pelepasan Beban<sup>[1]</sup>

Relaksasi batas aliran daya atau *relaxation of power flow restrictions* (RF) bertujuan untuk melonggarkan batas maksimal aliran daya saluran (MVA) untuk beberapa saat. Dengan melonggarkan batas ini, maka daya yang mengalir pada saluran masih bisa ditingkatkan hingga batas relaksasi.

$$-\varphi_{flow_i} \cdot (S)_{i_{maks}} \leq (S)_i \leq \varphi_{flow_i} \cdot (S)_{i_{maks}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.41)$$

Dimana

$$0 \leq \varphi_{flow_i} \leq \varphi_{flow_{i_{maks}}} \quad i = 1, \dots, n_l \quad (2.42)$$

Keterangan:

$\varphi_{flow_i}$  = Prosentase relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran i.

$\varphi_{flow_{i_{maks}}}$  = Batas maksimal prosentase relaksasi di saluran i.

## 2.6 Optimasi Sequential Quadratic Programming (SQP)

Kondisi optimal merupakan kondisi dimana sebuah fungsi bernilai minimal atau bernilai maksimal, sesuai keinginan yang ditentukan. Untuk mencapai hasil ini dapat dilakukan dengan cara optimasi. Seiring perkembangan zaman, persoalan sederhana yang berbentuk linear menjadi semakin meningkat kompleksitasnya sehingga memunculkan persoalan yang berbentuk nonlinear. Hal ini disebabkan munculnya beberapa faktor yang membuat ketidaklinearan suatu fungsi. Faktor-

faktor ini menjadi penghambat dalam optimasi, sehingga muncul kendala dalam mengoptimalkan suatu fungsi.

Banyak metode yang telah dikembangkan oleh para peneliti untuk memecahkan persoalan nonlinear diantaranya adalah Metode Pengali Lagrange dan Metode Karush-Kuhn-Tucker (KKT).<sup>[11]</sup> SQP melengkapi metode-metode optimasi yang selama ini sudah berkembang, dengan tujuan untuk memecahkan persoalan nonlinear berkendala menggunakan pendekatan Metode Pengali Lagrange dan Metode Newton Raphson (NR).<sup>[9]</sup> Metode NR mencari harga  $x$  yang memenuhi fungsi  $f(x)=0$  dengan pendekatan linear menggunakan nilai awal  $x_0$ .<sup>[2]</sup>

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx}(x - x_0) = 0 \quad (2.43)$$

$$f(x) - f(x_0) = \frac{df(x_0)}{dx}(x - x_0) \quad (2.44)$$

$$\Delta f = \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x \quad (2.45)$$

SQP mengkonversi persoalan nonlinear menjadi bentuk persoalan pemrograman kuadratis, yang merupakan kelanjutan dari Quadratic Programming (QP) yang memiliki persamaan<sup>[10]</sup> :

$$f(x) = [d]^T x + \frac{1}{2} [x]^T H x \quad (2.46)$$

Dimana

$d$  = diferensial pertama (gradien) dari fungsi  $f$  terhadap variabel  $x$ .

$H$  = diferensial kedua (hessian) dari fungsi  $f$  terhadap variabel  $x$ .

Ide utama dari SQP adalah memodelkan persoalan kendala yang berbentuk persamaan pada nilai awal  $x^{(k)}$  kemudian mencari pendekatan  $x^{(k+1)}$  dengan subpersoalan pemrograman kuadratis seperti pada persamaan 2.47.<sup>[10]</sup>

$$\min[\nabla f(x^{(k)})]^T \Delta x + \frac{1}{2} [\Delta x]^T \nabla^2 \mathcal{L}(x^{(k)}, \mathcal{L}^{(k)}) \Delta x \quad (2.47)$$

Dengan batasan pertidaksamaan dan batasan persamaan adalah

$$h_i(x^{(k)}) + [\nabla h_i(x^{(k)})]^T \Delta x \leq 0 \quad i = 1, 2, 3 \dots dst \quad (2.48)$$

$$g_j(x^{(k)}) + [\nabla g_j(x^{(k)})]^T \Delta x = 0 \quad j = 1, 2, 3 \dots dst \quad (2.49)$$

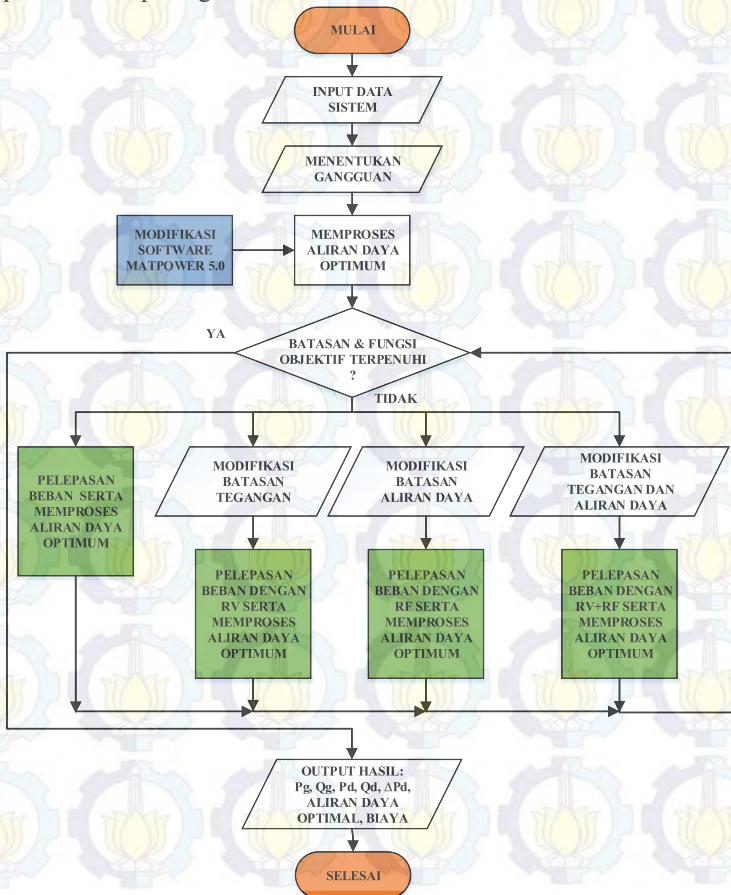
Dimana

$$\Delta x = x^{(k+1)} - x^{(k)} \quad (2.50)$$

### BAB 3

## PERANCANGAN SQP UNTUK STRATEGI PELEPASAN BEBAN

Dalam tugas akhir ini, *Sequential Quadratic Programming* (SQP) digunakan untuk menyelesaikan permasalahan strategi pelepasan beban pada sistem kelistrikan terinterkoneksi. Alur penyelesaian tugas akhir seperti terlihat pada gambar 3.1.



**Gambar 3.1** Flowchart pengerjaan tugas akhir.



Sepertinya yang terlihat pada gambar 3.1, simulasi pada tugas akhir ini akan digunakan untuk memenuhi batasan dan fungsi objektif. Dengan cara menggunakan beberapa strategi pelepasan beban. Strategi tersebut antara lain:

- Pelepasan beban tanpa menggunakan relaksasi batasan.
- Pelepasan beban dengan relaksasi tegangan minimal (RV).
- Pelepasan beban dengan relaksasi aliran daya maksimal (RF).
- Pelepasan beban dengan RV dan RF secara bersamaan.

Adapun fungsi objektif yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\min F(Pg, Pd) = [\sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)] + [k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i)]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

### 3.1 Optimal Power Flow dengan SQP<sup>[15]</sup>

Matlab 2010 menyediakan alat bantu berupa fungsi (*function*) yang bertujuan untuk mencari nilai minimum dari sebuah fungsi  $f(x)$  dengan beberapa variabel di dalamnya, *function* tersebut dinamakan *fmincon*. Fungsi *fmincon* telah dilengkapi pilihan untuk menyelesaikan permasalahan dengan algoritma SQP. Secara umum *fmincon* ditulis dalam bentuk :

```
min F(X)    subject to:
C(X) <= 0, Ceq(X) = 0 (nonlinear constraints)
LB <= X <= UB (bounds)
```

#### 3.1.1 Vektor x0, x, LB, dan UB

Setiap variabel disusun dalam bentuk vektor  $x_0$  dan  $x$ . Vektor  $x_0$  berisi nilai awal dari setiap variabel tersebut. Sementara vektor  $x$  berisi nilai akhir atau nilai yang dicari untuk memenuhi fungsi  $f(x)$ . Namun setiap variabel harus memenuhi batas nilai minimal dan maksimal yang telah ditentukan. Batas nilai minimal setiap variabel dibentuk dalam vektor LB, sementara batas nilai maksimal setiap variabel dibentuk dalam vektor UB.

AC Optimal Power Flow menggunakan 4 macam variabel yaitu  $\theta, |V|, Pg, \text{ dan } Qg$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus (data ada

pada bab 3.4.1), maka masing-masing vektor  $x_0$ ,  $x$ ,  $LB$ , dan  $UB$  yang terbentuk berukuran  $24 \times 1$ , karena terdapat 24 variabel. Baris 1 sampai dengan 9 berisi variabel  $\theta$  sesuai dengan urutan dan jumlah bus. Baris 10 sampai dengan 18 berisi variabel  $|V|$  sesuai dengan urutan dan jumlah bus. Baris 19 sampai dengan 21 berisi variabel  $Pg$  sesuai dengan urutan dan jumlah generator. Sementara baris 22 sampai dengan 24 berisi variabel  $Qg$  sesuai dengan urutan dan jumlah generator. Masing-masing vektor yang terbentuk adalah sebagai berikut:

$$x_0 = \begin{bmatrix} \theta_1^0 \\ \theta_2^0 \\ \theta_3^0 \\ \theta_4^0 \\ \theta_5^0 \\ \theta_6^0 \\ \theta_7^0 \\ \theta_8^0 \\ \theta_9^0 \\ |V_1|^0 \\ |V_2|^0 \\ |V_3|^0 \\ |V_4|^0 \\ |V_5|^0 \\ |V_6|^0 \\ |V_7|^0 \\ |V_8|^0 \\ |V_9|^0 \\ Pg_1^0 \\ Pg_2^0 \\ Pg_3^0 \\ Qg_1^0 \\ Qg_2^0 \\ Qg_3^0 \end{bmatrix}; \quad x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \\ \theta_8 \\ \theta_9 \\ |V_1| \\ |V_2| \\ |V_3| \\ |V_4| \\ |V_5| \\ |V_6| \\ |V_7| \\ |V_8| \\ |V_9| \\ Pg_1 \\ Pg_2 \\ Pg_3 \\ Qg_1 \\ Qg_2 \\ Qg_3 \end{bmatrix}; \quad LB = \begin{bmatrix} \theta_1^{min} \\ \theta_2^{min} \\ \theta_3^{min} \\ \theta_4^{min} \\ \theta_5^{min} \\ \theta_6^{min} \\ \theta_7^{min} \\ \theta_8^{min} \\ \theta_9^{min} \\ |V_1|^{min} \\ |V_2|^{min} \\ |V_3|^{min} \\ |V_4|^{min} \\ |V_5|^{min} \\ |V_6|^{min} \\ |V_7|^{min} \\ |V_8|^{min} \\ |V_9|^{min} \\ Pg_1^{min} \\ Pg_2^{min} \\ Pg_3^{min} \\ Qg_1^{min} \\ Qg_2^{min} \\ Qg_3^{min} \end{bmatrix}; \quad UB = \begin{bmatrix} \theta_1^{maks} \\ \theta_2^{maks} \\ \theta_3^{maks} \\ \theta_4^{maks} \\ \theta_5^{maks} \\ \theta_6^{maks} \\ \theta_7^{maks} \\ \theta_8^{maks} \\ \theta_9^{maks} \\ |V_1|^{maks} \\ |V_2|^{maks} \\ |V_3|^{maks} \\ |V_4|^{maks} \\ |V_5|^{maks} \\ |V_6|^{maks} \\ |V_7|^{maks} \\ |V_8|^{maks} \\ |V_9|^{maks} \\ Pg_1^{maks} \\ Pg_2^{maks} \\ Pg_3^{maks} \\ Qg_1^{maks} \\ Qg_2^{maks} \\ Qg_3^{maks} \end{bmatrix}$$

### 3.1.2 Persamaan pada Vektor g dan Matriks dg

Pada AC *Optimal Power Flow* terdapat sebuah batasan persamaan (*equality constraint*) atau *power balance* seperti pada persamaan 2.30

untuk daya aktif dan persamaan 2.31 untuk daya reaktif. Batasan persamaan ini harus bernilai sama dengan nol. Persamaan *power balance* dibentuk ke dalam vektor  $g$ . Sementara gradien (turunan pertama) dari persamaan *power balance* terhadap setiap variabel disusun ke dalam matriks  $dg$ .

Diketahui bahwa persamaan *power balance* daya aktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

$$g_i^P = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) - Pg_i + Pd_i = 0$$

Sementara itu persamaan *power balance* daya reaktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

$$g_i^Q = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j |Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) - Qg_i + Qd_i = 0$$


Ukuran vektor  $g$  adalah  $[2*nb \times 1]$ . Sehingga apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka vektor  $g$  yang terbentuk adalah sebesar  $18 \times 1$ .

$$g = \begin{bmatrix} g_i^P \\ g_i^Q \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} g \approx 0 \\ \text{aktif power balance} \\ \text{reaktif power balance} \end{array}$$

$$g = \underbrace{[g_1^P \ g_2^P \ g_3^P \ g_4^P \ g_5^P \ g_6^P \ g_7^P \ g_8^P \ g_9^P \ g_1^Q \ g_2^Q \ g_3^Q \ g_4^Q \ g_5^Q \ g_6^Q \ g_7^Q \ g_8^Q \ g_9^Q]}_{\text{sebanyak jumlah bus (nb)}}^T \underbrace{[g_1^P \ g_2^P \ g_3^P \ g_4^P \ g_5^P \ g_6^P \ g_7^P \ g_8^P \ g_9^P \ g_1^Q \ g_2^Q \ g_3^Q \ g_4^Q \ g_5^Q \ g_6^Q \ g_7^Q \ g_8^Q \ g_9^Q]}_{\text{sebanyak jumlah bus (nb)}}^T$$

Matriks  $dg$  berisi nilai dari turunan pertama persamaan *power balance* terhadap setiap variabel. Ukuran matriks  $dg$  adalah  $[m \times 2*nb]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka kedua persamaan *power balance* di setiap bus diturunkan terhadap dua puluh empat variabel. Matriks  $dg$  yang terbentuk sebesar  $24 \times 18$  adalah sebagai berikut:

$$dg = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_i^Q}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial g_i^P}{\partial |V_i|} & \frac{\partial g_i^Q}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial g_i^P}{\partial Pg_i} & \frac{\partial g_i^Q}{\partial Pg_i} \\ \frac{\partial g_i^P}{\partial Qg_i} & \frac{\partial g_i^Q}{\partial Qg_i} \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \theta \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ |V| \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ Pg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ Qg \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \end{array}$$



$$dg = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_8} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_2^P}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_9^P}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial \theta_9} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_1|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_2|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_2|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_6|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_6|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_6|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_6|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_2^P}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_9^P}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial |V_9|} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial |V_9|} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Pg_3} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_1} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_2} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial g_1^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_2^P}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_9^P}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_1^Q}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_2^Q}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial g_8^Q}{\partial Qg_3} & \frac{\partial g_9^Q}{\partial Qg_3} \end{bmatrix}$$

### 3.1.3 Pertidaksamaan pada Vektor h dan Matriks dh

Pada AC *Optimal Power Flow* terdapat sebuah batasan pertidaksamaan (*inequality constraint*) atau aliran daya seperti pada persamaan 2.23 untuk aliran daya dari bus (*from bus*) dan persamaan 2.18 untuk aliran daya ke bus (*to bus*). Batasan persamaan ini harus bernilai lebih kecil dari batas kemampuan saluran (dalam Ampere, MVA atau MW). Persamaan aliran daya dibentuk ke dalam vektor h. Sementara gradien (turunan pertama) dari *inequality constraint* terhadap setiap variabel disusun ke dalam matriks dh.

Diketahui bahwa persamaan aliran daya (*from bus*) di setiap saluran adalah sebagai berikut :



$$h_l^f = S_{ij} = \bar{V}_l \cdot I_{ij}^* \quad l = 1, \dots, n_l$$

$$h_l^f = |V_l|^2 y_{ii}^* + |V_l|^2 y_{ij}^* - \bar{V}_l \cdot \bar{V}_j^* \cdot y_{ij}^*$$

Sementara itu persamaan aliran daya (*to bus*) di setiap saluran adalah sebagai berikut :

$$h_l^{To} = S_{ji} = \bar{V}_j \cdot I_{ji}^* \quad l = 1, \dots, n_l$$

$$I_{ji}^* = -I_{ij}^*$$

Ukuran vektor  $h$  adalah  $[2 \cdot n_l \times 1]$ . Sehingga apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki sembilan buah saluran (*branch*) maka vektor  $h$  yang terbentuk adalah sebesar  $18 \times 1$ .

$$h = \begin{bmatrix} h_l^f \\ h_l^{To} \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} \text{aliran daya from bus} \\ \text{aliran daya to bus} \end{array} \right.$$

$$h = \underbrace{[h_1^f \ h_2^f \ h_3^f \ h_4^f \ h_5^f \ h_6^f \ h_7^f \ h_8^f \ h_9^f]}_{\text{sebanyak jumlah branch (nl)}} \underbrace{[h_1^{To} \ h_2^{To} \ h_3^{To} \ h_4^{To} \ h_5^{To} \ h_6^{To} \ h_7^{To} \ h_8^{To} \ h_9^{To}]}_{\text{sebanyak jumlah branch (nl)}}^T$$


Matriks  $dh$  berisi nilai dari turunan pertama persamaan aliran daya terhadap setiap variabel. Ukuran matriks  $dh$  adalah  $[m \times 2 \cdot n_l]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka kedua persamaan aliran daya di setiap saluran diturunkan terhadap dua puluh empat variabel. Matriks  $dh$  yang terbentuk sebesar  $24 \times 18$  adalah sebagai berikut:

$$dh = \left\{ \begin{array}{ll} \left[ \frac{\partial h_l^f}{\partial \theta_l} \right] & \left[ \frac{\partial h_l^{To}}{\partial \theta_l} \right] \end{array} \right\} \Theta \text{ sebanyak jumlah bus (nb)}$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \left[ \frac{\partial h_l^f}{\partial |V_l|} \right] & \left[ \frac{\partial h_l^{To}}{\partial |V_l|} \right] \end{array} \right\} |V| \text{ sebanyak jumlah bus (nb)}$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \left[ \frac{\partial h_l^f}{\partial P_{g_i}} \right] & \left[ \frac{\partial h_l^{To}}{\partial P_{g_i}} \right] \end{array} \right\} P_g \text{ sebanyak jumlah generator (ng)}$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \left[ \frac{\partial h_l^f}{\partial Q_{g_i}} \right] & \left[ \frac{\partial h_l^{To}}{\partial Q_{g_i}} \right] \end{array} \right\} Q_g \text{ sebanyak jumlah generator (ng)}$$



$$dh = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_8} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_8} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_2^f}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_9^f}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial \theta_9} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial \theta_9} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_1|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_2|} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_8|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_8|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_8|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_8|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_2^f}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_9^f}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial |V_9|} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial |V_9|} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial |V_9|} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Pg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Pg_3} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_1} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_1} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_2} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_2} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial h_1^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_2^f}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_9^f}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_1^{To}}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_2^{To}}{\partial Qg_3} & \dots & \frac{\partial h_8^{To}}{\partial Qg_3} & \frac{\partial h_9^{To}}{\partial Qg_3} \end{bmatrix}$$

### 3.1.4 Fungsi Objektif (Biaya Pembangkitan) pada Vektor f dan df

Fungsi objektif yang digunakan di dalam software ini adalah fungsi objektif untuk meminimalkan biaya pembangkitan setiap generator. Persamaan umum seperti yang dijelaskan pada persamaan 2.27 yaitu :

$$\min F(Pg) = \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)$$

Sementara itu gradien (turunan pertama) dari fungsi objektif tersebut dibentuk ke dalam vektor df. Ukuran vektor df adalah  $[m \times 1]$  dengan  $m$  sebanyak jumlah variabel. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus maka vektor df berukuran  $24 \times 1$ . Vektor df yang terbentuk adalah:

$$df = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_i} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_i} \end{bmatrix} \begin{cases} \text{ } \end{cases} \begin{cases} \text{ } \end{cases} \begin{cases} \text{ } \end{cases} \begin{cases} \text{ } \end{cases}$$

$\theta$  sebanyak jumlah bus (nb)

$|V|$  sebanyak jumlah bus (nb)

$Pg$  sebanyak jumlah generator (ng)

$Qg$  sebanyak jumlah generator (ng)

$$\rightarrow df = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_3} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial |V_8|} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_1} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_2} \\ \frac{\partial F}{\partial Pg_3} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_1} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_2} \\ \frac{\partial F}{\partial Qg_3} \end{bmatrix}$$

### 3.2 Modifikasi untuk Menambah Variabel $Pd_i$

Pada tugas akhir ini fungsi objektif yang akan diminimalkan terdiri dari biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Fungsi objektif biaya pembangkitan seperti pada persamaan 2.27, sedangkan fungsi objektif biaya pelepasan beban seperti pada persamaan 2.28. Bila dituliskan secara lengkap maka fungsi objektif menjadi seperti :

$$\min F(Pg, Pd) = [\sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2)] + [k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i)]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

Dari fungsi objektif tersebut diketahui bahwa nilai  $Pd_i^0$  merupakan nilai awal daya aktif beban di bus  $i$ , yang mana  $Pd_i^0$  selalu bernilai tetap. Sedangkan yang berubah adalah nilai dari variabel  $Pd_i$ .

Variabel  $Pd_i$  merupakan daya aktif beban di bus  $i$  setelah gangguan. Oleh karena itu perlu ditambahkan variabel  $Pd_i$  dengan cara memodifikasi vektor dan matriks yang ada.

### 3.2.1 Modifikasi Vektor $x0$ , $x$ , $LB$ , dan $UB$

Variabel  $Pd$  diletakkan pada vektor  $x$  di baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya ( $\theta, |V|, Pg$ , dan  $Qg$ ). Variabel  $Pd$  memiliki nilai awal  $Pd^0$  yang bernilai sesuai daya beban mula-mula yang terhubung pada bus tersebut. Nilai dari  $Pd^0$  diletakkan pada vektor  $x0$  dengan baris yang sama seperti pada vektor  $x$ , yaitu baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya.

Nilai dari variabel  $Pd$  perlu diberikan batasan, batas minimal dari variabel baru ini diletakkan di dalam vektor  $LB$ . Sementara batas maksimal dari variabel  $Pd$  diletakkan pada vektor  $UB$ . Posisi  $Pd^{min}$  pada vektor  $LB$  juga diletakkan di baris setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya. Untuk posisi  $Pd^{maks}$  juga demikian, yaitu setelah keempat variabel yang telah ada sebelumnya.

Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka variabel yang semula berjumlah dua puluh empat buah menjadi berjumlah dua puluh tujuh variabel. Sehingga vektor  $x0$ ,  $x$ ,  $LB$  dan  $UB$  yang semula berukuran  $24 \times 1$  berubah menjadi  $27 \times 1$ . Dimana nilai  $Pd^{min}$  bernilai nol MW dan nilai  $Pd^{maks}$  sama dengan nilai  $Pd^0$  karena nilai batas daya beban maksimal dianggap sama dengan nilai daya beban mula-mula (daya beban tidak bertambah).

Nilai variabel  $Pd$  akan tetap sama dengan  $Pd^0$  bila tidak ada pelepasan beban (*load shedding*) setelah gangguan. Namun nilai variabel  $Pd$  akan berubah menjadi lebih kecil dari nilai  $Pd^0$  ketika pada bus beban perlu dilakukan pelepasan beban akibat terjadi kontingensi (gangguan). Masing-masing vektor yang terbentuk setelah modifikasi adalah sebagai berikut:



$$\begin{aligned}
 x0 = & \begin{bmatrix} \theta_1^0 \\ \theta_2^0 \\ \theta_3^0 \\ \theta_4^0 \\ \theta_5^0 \\ \theta_6^0 \\ \theta_7^0 \\ \theta_8^0 \\ \theta_9^0 \\ |V_1|^0 \\ |V_2|^0 \\ |V_3|^0 \\ |V_4|^0 \\ |V_5|^0 \\ |V_6|^0 \\ |V_7|^0 \\ |V_8|^0 \\ |V_9|^0 \\ Pg_1^0 \\ Pg_2^0 \\ Pg_3^0 \\ Qg_1^0 \\ Qg_2^0 \\ Qg_3^0 \\ Pd_5^0 \\ Pd_7^0 \\ Pd_9^0 \end{bmatrix}; \quad x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \\ \theta_8 \\ \theta_9 \\ |V_1| \\ |V_2| \\ |V_3| \\ |V_4| \\ |V_5| \\ |V_6| \\ |V_7| \\ |V_8| \\ |V_9| \\ Pg_1 \\ Pg_2 \\ Pg_3 \\ Qg_1 \\ Qg_2 \\ Qg_3 \\ Pd_5 \\ Pd_7 \\ Pd_9 \end{bmatrix}; \quad LB = \begin{bmatrix} \theta_1^{min} \\ \theta_2^{min} \\ \theta_3^{min} \\ \theta_4^{min} \\ \theta_5^{min} \\ \theta_6^{min} \\ \theta_7^{min} \\ \theta_8^{min} \\ \theta_9^{min} \\ |V_1|^{min} \\ |V_2|^{min} \\ |V_3|^{min} \\ |V_4|^{min} \\ |V_5|^{min} \\ |V_6|^{min} \\ |V_7|^{min} \\ |V_8|^{min} \\ |V_9|^{min} \\ Pg_1^{min} \\ Pg_2^{min} \\ Pg_3^{min} \\ Qg_1^{min} \\ Qg_2^{min} \\ Qg_3^{min} \\ Pd_5^{min} \\ Pd_7^{min} \\ Pd_9^{min} \end{bmatrix}; \quad UB = \begin{bmatrix} \theta_1^{maks} \\ \theta_2^{maks} \\ \theta_3^{maks} \\ \theta_4^{maks} \\ \theta_5^{maks} \\ \theta_6^{maks} \\ \theta_7^{maks} \\ \theta_8^{maks} \\ \theta_9^{maks} \\ |V_1|^{maks} \\ |V_2|^{maks} \\ |V_3|^{maks} \\ |V_4|^{maks} \\ |V_5|^{maks} \\ |V_6|^{maks} \\ |V_7|^{maks} \\ |V_8|^{maks} \\ |V_9|^{maks} \\ Pg_1^{maks} \\ Pg_2^{maks} \\ Pg_3^{maks} \\ Qg_1^{maks} \\ Qg_2^{maks} \\ Qg_3^{maks} \\ Pd_5^{maks} \\ Pd_7^{maks} \\ Pd_9^{maks} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

### 3.2.2 Modifikasi Matriks dg

Jumlah variabel yang bertambah akan mempengaruhi ukuran matriks dg. Oleh sebab itu pada matriks dg perlu juga ditambahkan gradien (turunan pertama) persamaan *power balance* terhadap variabel  $Pd_i$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka semula matriks dg yang berukuran 24x18 berubah menjadi 27x18, dengan bentuk sebagai berikut:



$$g_i^P = Ps_i - Pg_i + Pd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

Maka  $\frac{\partial g_i^P}{\partial Pd_i}$  akan bernilai satu pada kolom (bus) yang terhubung dengan beban dan bernilai nol pada kolom (bus) yang tidak terdapat beban. Sementara itu persamaan *power balance* daya reaktif di setiap bus adalah sebagai berikut :

$$g_i^Q = Qs_i - Qg_i + Qd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

Sehingga  $\frac{\partial g_i^Q}{\partial Pd_i}$  selalu bernilai nol pada setiap kolomnya (tidak berpengaruh) karena  $g_i^Q$  merupakan persamaan *power balance* daya reaktif namun diturunkan terhadap variabel daya aktif beban. Beban pada sistem IEEE 9 Bus terhubung dengan bus 5, bus 7, dan bus 9.

$$\frac{\partial g_5^P}{\partial Pd_5} = 1$$

$$\frac{\partial g_7^P}{\partial Pd_7} = 1$$

$$\frac{\partial g_9^P}{\partial Pd_9} = 1$$

### 3.2.3 Modifikasi Matriks dh

Jumlah variabel yang bertambah akan mempengaruhi ukuran matriks dh juga. Oleh sebab itu pada matriks dh perlu juga ditambahkan gradien (turunan pertama) persamaan aliran daya terhadap variabel  $Pd_i$ . Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) maka semula matriks dg yang berukuran 24x18 berubah menjadi 27x18. Namun variabel  $Pd_i$  tidak terdapat pada persamaan aliran daya, sehingga gradien (turunan pertama) persamaan aliran daya terhadap variabel  $Pd_i$  selalu bernilai nol.

$$\frac{\partial h_i^f}{\partial Pd_i} = 0$$

$$\frac{\partial h_i^{To}}{\partial Pd_i} = 0$$

Matriks dh setelah modifikasi berbentuk sebagai berikut:





Meminimalkan

$$F(Pg, Pd) = \left[ \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \right] + [k \sum_{i=1}^{nb} (\Delta Pd_i)]$$

Dimana

$$\Delta Pd_i = Pd_i^0 - Pd_i$$

Sehingga, fungsi objektif yang diminimalkan menjadi

$$F(Pg, Pd) = \left[ \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i Pg_i + a_i Pg_i^2) \right] + [k \sum_{i=1}^{nb} (Pd_i^0 - Pd_i)]$$

Vektor  $f$  pada mulanya hanya terdiri atas biaya pembangkitan saja, untuk itu perlu dimodifikasi rumusannya agar dapat ditambah dengan biaya pelepasan beban. Ukuran vektor  $f$  setelah dimodifikasi tetap sama seperti ukuran semula yaitu  $1 \times 1$ . Sementara itu vektor  $df$  mengalami perubahan ukuran karena adanya penambahan variabel  $Pd$  sebanyak jumlah bus beban. Oleh karena itu fungsi objektif yang baru perlu diturunkan terhadap variabel  $Pd_i$  ini juga.

Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki tiga buah bus beban (*load bus*) pada bus 5, bus 7, dan bus 9 maka ukuran vektor  $df$  berubah dari  $24 \times 1$  menjadi berukuran  $27 \times 1$ . Hasil gradien (turunan pertama) fungsi objektif terhadap variabel  $Pd_i$  adalah bernilai  $-k$ . Dimana  $k$  merupakan biaya pelepasan beban.

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_5} = -k$$

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_7} = -k$$

$$\frac{\partial f}{\partial Pd_9} = -k$$

Sehingga, vektor  $df$  setelah modifikasi berbentuk sebagai berikut:

$$df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_i|} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{g_i}} \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{g_i}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{d_i}} \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} \Theta \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ |V| \text{ sebanyak jumlah bus (nb)} \\ P_g \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ Q_g \text{ sebanyak jumlah generator (ng)} \\ P_d \text{ sebanyak jumlah bus terhubung beban (nlb)} \end{array} \right\} \rightarrow df = \left[ \begin{array}{c} \frac{\partial F}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_8} \\ \frac{\partial F}{\partial \theta_9} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial |V_8|} \\ \frac{\partial F}{\partial |V_9|} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{g_1}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{g_2}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{g_3}} \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{g_1}} \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{g_2}} \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{g_3}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{d_5}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{d_7}} \\ \frac{\partial F}{\partial P_{d_9}} \end{array} \right]$$

### 3.2.5 Modifikasi Persamaan pada Fungsi *makeSbus*

Sebelum membentuk vektor g, persamaan *power balance* dihitung di dalam sebuah fungsi, fungsi tersebut bernama *makeSbus*. Pada awalnya fungsi ini menghitung persamaan *power balance* daya aktif dan daya reaktif seperti pada persamaan 2.30 dan 2.31. Namun karena adanya penambahan variabel  $Pd_i$  maka perlu adanya modifikasi.

Nilai dari variabel  $Pd_i$  dapat berubah namun dapat juga tetap. Pada saat terjadi pelepasan beban maka nilai variabel  $Pd_i$  berubah. Perubahan nilai  $\Delta Pd_i$  ini perlu diikuti dengan perubahan  $\Delta Qd_i$  yang proporsional. Karena pada saat terjadi pelepasan beban tidak hanya daya aktif beban  $Pd_i$  saja yang hilang namun daya reaktif beban  $Qd_i$  juga hilang.

Agar perubahan nilai  $\Delta Pd_i$  dengan perubahan  $\Delta Qd_i$  proporsional maka *power factor* ( $pf$ ) beban di setiap bus beban dijaga konstan. Sehingga perlu diketahui terlebih dahulu  $pf$  pada saat beban mula-mula. Kemudian besar sudut  $\varphi$  dari nilai  $\cos\varphi$  tersebut dijadikan patokan untuk menghitung nilai daya reaktif beban  $Qd_i$  ketika nilai variabel  $Pd_i$  berubah.

$$pf = \cos\varphi = \frac{P}{S}$$

$$\sin\varphi = \frac{Q}{S}$$

$$\cos\varphi = \frac{P}{Q}$$

$$P = \frac{Q}{\sin\varphi} \cdot \cos\varphi$$

$$Q = P \cdot \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = P \cdot \tan\varphi$$

Sehingga agar  $pf$  bernilai tetap, maka

$$\cos\varphi_i = \frac{Pd_i^0}{\sqrt{(Pd_i^0)^2 + (Qd_i^0)^2}}$$

$$\varphi_i = \cos^{-1} \left( \frac{Pd_i^0}{\sqrt{(Pd_i^0)^2 + (Qd_i^0)^2}} \right)$$

$$Qd_i = Pd_i \cdot \tan\varphi_i$$

Kemudian nilai daya reaktif beban yang baru, yang proporsional dengan perubahan nilai daya aktif beban, dimasukkan ke dalam persamaan *equality constraint* :

$$Ps_i - Pg_i + Pd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

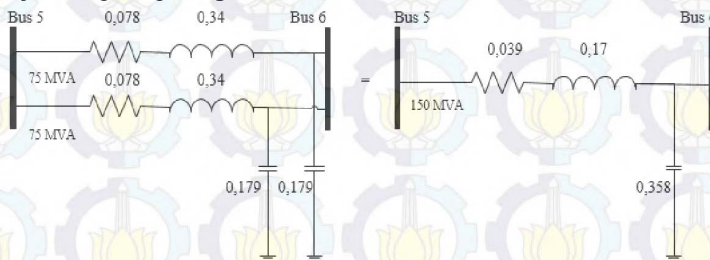
$$Qs_i - Qg_i + Qd_i = 0 \quad i = 1, \dots, n_b$$

### 3.3 Pemodelan Kontingensi

Setiap saluran (*branch*) memiliki opsi untuk dinyalakan atau dimatikan. Dimana opsi ini bisa dilakukan lewat pengisian data pada kolom status di data saluran. Kolom status yang bernilai sama dengan satu berarti menyala (terhubung) sedangkan kolom status yang bernilai sama dengan nol berarti padam (lepas). Pada saat saluran tunggal statusnya bernilai sama dengan nol maka impedansi saluran sama dengan nol atau dengan kata lain tidak ada saluran yang menghubungkan antar bus.

Selain menggunakan opsi nilai status saluran dapat juga dengan cara mengganti nilai impedansi saluran. Cara ini dapat digunakan untuk mengkondisikan kasus apabila ada saluran paralel yang kemudian tiba-tiba terlepas salah satu salurannya hingga tinggal satu saluran saja. Apabila menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang memiliki sembilan buah saluran, misalkan terjadi saluran lepas di saluran yang menghubungkan bus 5 dan bus 6.

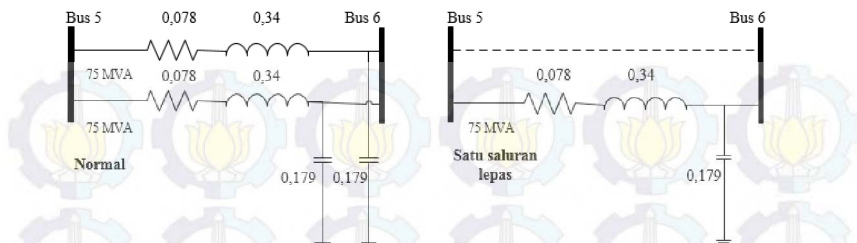
Data impedansi saluran dari bus 5 ke bus 6 adalah  $r=0,039$  pu;  $x=0,17$  pu;  $b=0,358$  pu; kapasitas saluran=150 MVA; dianggap merupakan data saluran paralel namun telah disederhanakan menjadi saluran tunggal. Sehingga bila ditulis dalam data impedansi saluran paralel maka sebenarnya adalah  $r_1=r_2=0,078$  pu;  $x_1=x_2=0,34$  pu;  $b_1=b_2=0,179$  pu; kapasitas masing-masing saluran=75 MVA. Hal ini diperjelas seperti pada gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus.

Pada saat salah satu saluran paralel dari bus 5 ke bus 6 ada yang mengalami gangguan (lepas saluran) maka impedansi saluran dari bus 5 ke 6 menjadi  $r=0,078$  pu;  $x=0,34$  pu;  $b=0,179$  pu; kapasitas saluran=75 MVA. Hal ini diperjelas seperti pada gambar 3.3.



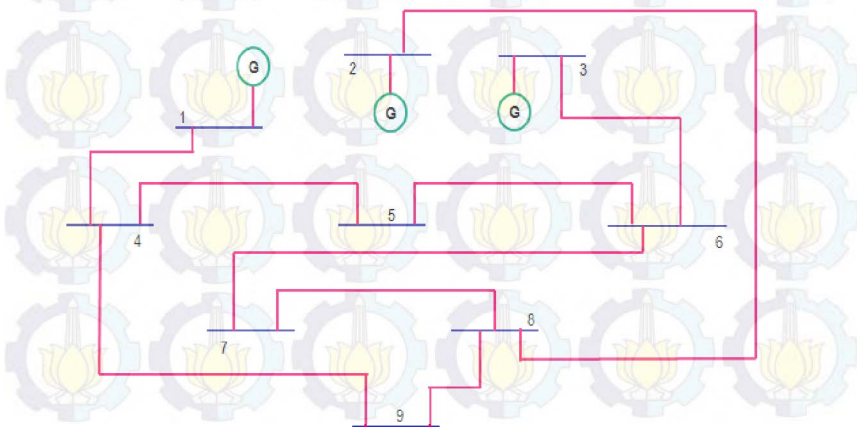


**Gambar 3.3** Ilustrasi saluran paralel pada saat salah satu saluran lepas di sistem IEEE 9 Bus.

### 3.4 Data Sistem Kelistrikan

Penerapan SQP untuk strategi pelepasan beban diuji cobakan pada sistem IEEE 9 Bus terlebih dahulu, kemudian diterapkan pada sistem 500 kV Jawa-Bali. Pada simulasi ini biaya pelepasan beban ditentukan lebih mahal daripada biaya pembangkitan. Hal ini bertujuan agar simulasi tidak melakukan pemotongan beban pada saat sistem terdapat gangguan. Pemotongan beban baru dilakukan jika terdapat gangguan (kontingensi). Biaya pelepasan beban pada sistem IEEE 9 Bus ini ditentukan seharga 150 \$/MWh sementara pada sistem 500 kV Jawa-Bali seharga 1700 Rp/kWh.

#### 3.4.1 Sistem Kelistrikan IEEE 9 Bus



**Gambar 3.4** Sistem IEEE 9 Bus (345 kV).

**Tabel 3.1** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem IEEE 9 Bus.

Generator di Bus	Batas Daya Aktif $P$ (MW)		Batas Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
	Minimal	Maksimal	Minimal	Maksimal
1	10	250	-300	300
2	10	300	-300	300
3	10	270	-300	300

**Tabel 3.2** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem IEEE 9 Bus.

Generator di Bus	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ \$/jam		
	a	b	c
1	0,1100	5,0	150
2	0,0850	1,2	600
3	0,1225	1,0	335

**Tabel 3.3** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapabilitas Saluran (MVA)
Dari	Ke				
1	4	0	0,0576	0	250
4	5	0,0170	0,0920	0,1580	250
5	6	0,0390	0,1700	0,3580	150
3	6	0	0,0586	0	300
6	7	0,0119	0,1008	0,2090	150
7	8	0,0085	0,0720	0,1490	250
8	2	0	0,0625	0	250
8	9	0,0320	0,1610	0,3060	250
9	4	0,0100	0,0850	0,1760	250

**Tabel 3.4** Data bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
1	3	Slack	0	0	0,9	1,1
2	2	Generator	0	0	0,9	1,1
3	2	Generator	0	0	0,9	1,1
4	1	Load	0	0	0,9	1,1
5	1	Load	90	30	0,9	1,1

**Lanjutan tabel 3.4** Data bus di sistem IEEE 9 Bus.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
6	1	Load	0	0	0,9	1,1
7	1	Load	100	35	0,9	1,1
8	1	Load	0	0	0,9	1,1
9	1	Load	125	50	0,9	1,1

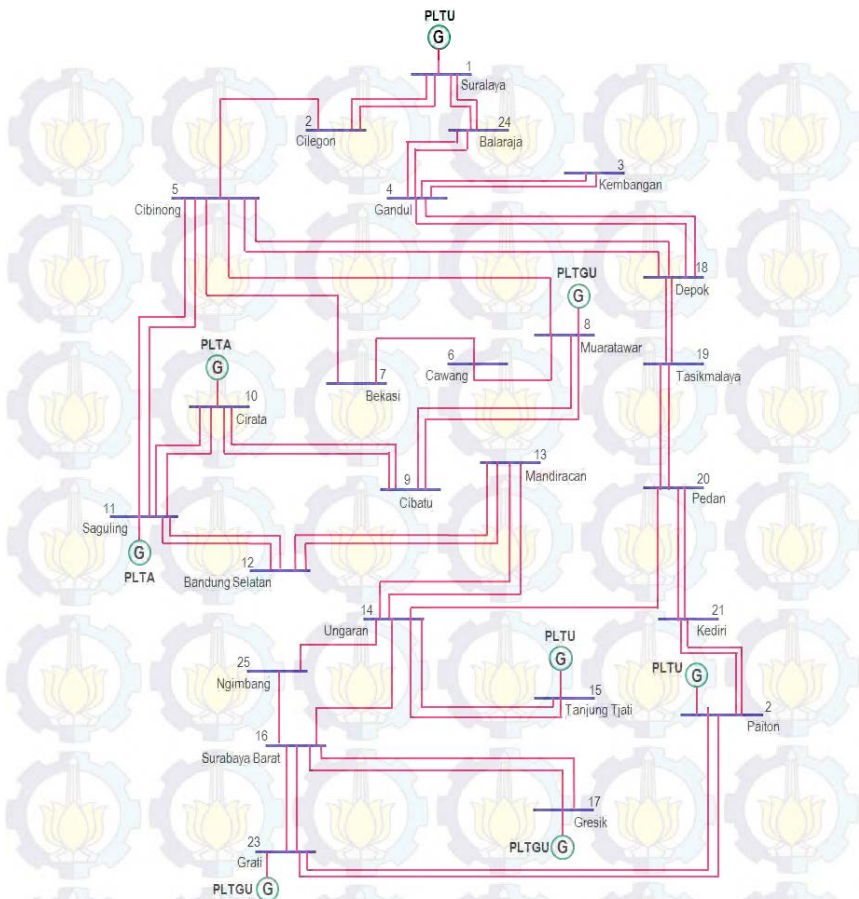
Pada kondisi normal ini beban dinaikkan hingga 118% dari beban aslinya dengan nilai faktor daya yang sama. Beban perlu untuk dinaikkan agar dapat diamati besar tegangan di bus dan aliran daya di saluran pada saat normal maupun pada saat terjadi gangguan di saluran (*branch*).

**Tabel 3.5** Data bus beban IEEE 9 Bus setelah daya aktif dan reaktif beban dinaikkan hingga 118%.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	<i>pf</i>
5	1	Load	196,2	65,45	0,9486
7	1	Load	218,0	76,34	0,9438
9	1	Load	272,5	109,06	0,9284
<b>Total:</b>			686,7	250,90	

### 3.4.2 Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa-Bali

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali, di Cinere Gandul. Sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali terdiri dari dua puluh lima bus dengan delapan pusat pembangkit, serta tiga puluh saluran transmisi tegangan ekstra tinggi yang menghubungkan antar bus. Pada sistem 500 kV Jawa-Bali ini terdapat saluran tunggal dan saluran paralel seperti terlihat pada gambar 3.5.



**Gambar 3.5** Sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali.

Delapan pusat pembangkit yang terhubung dengan sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali, yaitu :

- PLTU Suralaya
- PLTGU Muaratawar
- PLTA Cirata
- PLTA Saguling
- PLTU Tanjung Tjati



- PLTGU Gresik
- PLTU Paiton
- PLTGU Grati

Masing-masing pusat pembangkit memiliki jumlah unit generator yang berbeda. Selain itu kapasitas minimum dan maksimum daya pembangkitan di setiap pusat pembangkit juga berbeda-beda. Data kapasitas masing-masing unit generator ditunjukkan seperti pada tabel 3.6 dan data koefisien biaya pembangkitan setiap unit generator ditunjukkan seperti pada tabel 3.7.

**Tabel 3.6** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Unit Generator	Daya Aktif $P$ (MW)		Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
		Min.	Maks.	Min.	Maks.
PLTU Suralaya	(1)SRLYA1B	200	373	-45	248
	(2)SRLYA2B	200	373	-30	248
	(3)SRLYA3B	200	373	-30	248
	(4)SRLYA4B	200	373	-30	248
	(5)SRLYA5B	301	585	-221	283
	(6)SRLYA6B	301	585	-221	283
	(7)SRLYA7B	301	585	-221	312
	(8)SRLYA8	312	625	-168	319
PLTGU Muaratawar	(9)MTWAR11	72	135	-19	69
	(10)MTWAR10	72	135	-15	94
	(11)MTWAR12	72	135	-19	69
	(12)MTWAR13	72	135	-19	69
	(13)MTWAR31	35	140	-19	69
	(14)MTWAR32	35	140	-19	69
	(15)MTWAR33	35	140	-19	69
	(16)MTWAR21	72	135	-19	69
	(17)MTWAR22	72	135	-19	69
	(18)MTWAR41	35	140	-19	69
	(19)MTWAR42	35	140	-19	69
	(20)MTWAR43	35	140	-19	69
	(21)MTWAR51	35	140	-19	69
	(22)MTWAR52	35	140	-19	69
PLTA Cirata	(23)CRT1-CRT8	500	1000	-320	347
PLTA Saguling	(24)SGL1-SGL4	350	700	-461	177
PLTU Tanjung Tjati	(25)STJTIB1B	414	658	-200	375
	(26)STJTIB2B	414	658	-200	375
	(27)STJTIB3B	403	661	-108	278
	(28)STJTIB4B	403	661	-108	278

**Lanjutan tabel 3.6** Batas kapasitas daya pembangkitan generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Unit Generator	Daya Aktif $P$ (MW)		Daya Reaktif $Q$ (Mvar)	
		Min.	Maks.	Min.	Maks.
PLTGU Gresik	(29)GRSIK20	53	100	-47	88
	(30)GRSIK21	53	100	-28	52
	(31)GRSIK22	53	100	-28	52
	(32)GRSIK23	53	100	-28	52
	(33)GRSIK30	53	100	-34	62
	(34)GRSIK31	53	100	-20	37
	(35)GRSIK32	53	100	-28	52
PLTU Paiton	(36)GRSIK33	53	100	-28	52
	(37)PITON1B	225	370	-19	248
	(38)PITON2B	225	370	-19	248
	(39)PITONJAPOW	305	610	-224	283
	(40)PITONJAPOW	305	610	-224	283
	(41)PITONPEC	302	615	-226	282
	(42)PITONPEC	302	615	-226	282
PLTGU Grati	(43)PITON3	408	815	-94	399
	(44)PITON9	330	660	-239	403
	(45)GRATI13	90	149	-32	66
	(46)GRATI11	90	149	-32	66
	(47)GRATI12	120	299	-32	66
	(48)GRATI10	180	450	-40	120

**Tabel 3.7** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Generator	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ Rp/jam		
		a	b	c
PLTU Surabaya	(1)SRLYA1B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(2)SRLYA2B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(3)SRLYA3B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(4)SRLYA4B	-47,181	387202,510	8778616,673
	(5)SRLYA5B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(6)SRLYA6B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(7)SRLYA7B	-56,059	416244,317	3640971,593
	(8)SRLYA8	12,331	331299,077	27825663,054

**Lanjutan tabel 3.7** Koefisien biaya pembangkitan daya generator di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Pusat Pembangkit	Kode Generator	Biaya Pembangkitan Daya Generator $f(Pg) = c + bPg + aPg^2$ Rp/jam		
		a	b	c
PLTGU Muaratarawar	(9)MTWAR11	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(10)MTWAR10	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(11)MTWAR12	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(12)MTWAR13	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(13)MTWAR31	-833,19	104653,69	33413080,07
	(14)MTWAR32	-2050,22	2575204,46	82219298,89
	(15)MTWAR33	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(16)MTWAR21	-5498,75	2265435,25	-13613876,40
	(17)MTWAR22	-13530,73	5574538,40	-33499556,79
	(18)MTWAR41	-833,19	1046536,69	33413080,07
	(19)MTWAR42	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(20)MTWAR43	-1716,28	2155754,41	68827395,79
PLTA Cirata	(21)MTWAR51	-1716,28	2155754,41	68827395,79
	(22)MTWAR52	-1716,28	2155754,41	68827395,79
PLTA Saguling	(23)CRT1-CRT8	0	12000,00	$7,56571 \times 10^{-9}$
PLTU Tanjung Tjati	(24)SGL1-SGL4	0	8000,00	0,000224
	(25)STJTIB1B	273,58	16340,74	95475625,28
	(26)STJTIB2B	273,58	16340,74	95475625,29
	(27)STJTIB3B	2,17	330573,67	14472781,59
PLTGU Gresik	(28)STJTIB4B	2,17	330573,67	14472781,59
	(29)GRSIK20	191,58	1042300,05	1782179,35
	(30)GRSIK21	191,58	1042300,05	1782179,35
	(31)GRSIK22	191,58	1042300,05	1782179,35
	(32)GRSIK23	191,58	1042300,05	1782179,35
	(33)GRSIK30	191,58	1042300,05	1782179,35
	(34)GRSIK31	191,58	1042300,05	1782179,35
	(35)GRSIK32	191,58	1042300,05	1782179,35
PLTU Paiton	(36)GRSIK33	191,58	1042300,05	1782179,35
	(37)PITON1B	248,53	177955,57	39146501,94
	(38)PITON2B	248,53	177955,57	39146501,94
	(39)PITONJAPOW	-117,26	405672,59	-125430,43
	(40)PITONJAPOW	-117,26	405672,59	-125430,43
	(41)PITONPEC	-122,96	395412,20	2852350,01
	(42)PITONPEC	-122,96	395412,20	2852350,01
	(43)PITON3	-0,90	286673,59	22962381,56
PLTGU Grati	(44)PITON9	-191,51	469004,87	-3655248,22
	(45)GRATI13	13722,28	-2831349,39	217018027,06
	(46)GRATI11	13722,28	-2831349,39	217018027,06
	(47)GRATI12	137,46	520214,04	14369000,39
	(48)GRATI10	-32,53	557456,00	9663994,96

Data impedansi saluran sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali dan kapasitas masing-masing saluran ditunjukkan seperti pada tabel 3.8 dan 3.9.

**Tabel 3.8** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)
Dari	Ke			
Cilegon (A)	Suralaya (A)	0,0001252992	0,00140175	0,00000002089
Cilegon (B)	Suralaya (B)	0,0001252992	0,00140175	0,00000002089
Suralaya (A)	Balaraja (A)	0,0007355356	0,00706666	0,00000010370
Suralaya (B)	Balaraja (B)	0,0007355356	0,00706666	0,00000010370
Cilegon	Cibinong	0,0013133324	0,01469258	0,00000021184
Kembangan (A)	Gandul (A)	0,0003026357	0,00338566	0,00000004875
Kembangan (B)	Gandul (B)	0,0003026357	0,00338566	0,00000004875
Gandul (A)	Depok (A)	0,0000694175	0,00066693	0,00000001210
Gandul (B)	Depok (B)	0,0000694175	0,00066693	0,00000001210
Bekasi	Cibinong	0,0004441880	0,00426754	0,00000006113
Cibinong	Muaratawar	0,0005625600	0,00540480	0,00000008145
Saguling (A)	Cibinong (A)	0,0008222760	0,00919900	0,00000013022
Saguling (B)	Cibinong (B)	0,0008222760	0,00919900	0,00000013022
Cawang	Bekasi	0,0001973648	0,00189618	0,00000002710
Cawang	Muaratawar	0,0006211600	0,00596780	0,00000006596
Muaratawar (A)	Cibatu (A)	0,0005644116	0,00542259	0,00000007774
Muaratawar (B)	Cibatu (B)	0,0005644116	0,00542259	0,00000007774
Cibatu (A)	Cirata (A)	0,0005479920	0,00526484	0,00000007419
Cibatu (B)	Cirata (B)	0,0005479920	0,00526484	0,00000007419
Cirata (A)	Saguling (A)	0,0002949455	0,00283369	0,00000004064
Cirata (B)	Saguling (B)	0,0002949455	0,00283369	0,00000004064
Saguling (A)	Bdg. Selatan (A)	0,0003915600	0,00438048	0,00000006090
Saguling (B)	Bdg. Selatan (B)	0,0003915600	0,00438048	0,00000006090
Mandiracan (A)	Bdg. Selatan (A)	0,0013981960	0,01343318	0,00000019257
Mandiracan (B)	Bdg. Selatan (B)	0,0013981960	0,01343318	0,00000019257
Ungaran (A)	Mandiracan (A)	0,0026956000	0,02589800	0,00000035949
Ungaran (B)	Mandiracan (B)	0,0026956000	0,02589800	0,00000035949
Ungaran (A)	Tanjung Jati (A)	0,0013533920	0,01514073	0,00000021832
Ungaran (B)	Tanjung Jati (B)	0,0013533920	0,01514073	0,00000021832
Ungaran	Sby. Barat	0,0029792240	0,02862292	0,00000043080
Pedan	Ungaran	0,0009036120	0,00868146	0,00000012144
Gresik (A)	Sby. Barat (A)	0,0002801080	0,00269114	0,00000003861
Gresik (B)	Sby. Barat (B)	0,0002801080	0,00269114	0,00000003861



**Lanjutan tabel 3.8** Impedansi saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus		r (pu)	x (pu)	b (pu)
Dari	Ke			
Sby. Barat (A)	Grati (A)	0,0007972764	0,00891933	0,00000014965
Sby. Barat (B)	Grati (B)	0,0007972764	0,00891933	0,00000014965
Cibinong (A)	Depok (A)	0,0001824804	0,00175318	0,00000002258
Cibinong (B)	Depok (B)	0,0001824804	0,00175318	0,00000002258
Tasikmalaya (A)	Depok (A)	0,0028061800	0,03139344	0,00000044636
Tasikmalaya (B)	Depok (B)	0,0028061800	0,03139344	0,00000044636
Pedan (A)	Tasikmalaya (A)	0,0030571800	0,03420144	0,00000049236
Pedan (B)	Tasikmalaya (B)	0,0030571800	0,03420144	0,00000049236
Pedan (A)	Kediri (A)	0,0020531800	0,02296944	0,00000032781
Pedan (B)	Kediri (B)	0,0020531800	0,02296944	0,00000032781
Paiton (A)	Kediri (A)	0,0020531800	0,02296944	0,00000033866
Paiton (B)	Kediri (B)	0,0020531800	0,02296944	0,00000033866
Paiton (A)	Grati (A)	0,0008821444	0,00986877	0,00000014236
Paiton (B)	Grati (B)	0,0008821444	0,00986877	0,00000014236
Balaraja (A)	Gandul (A)	0,0005958448	0,00572458	0,00000007500
Balaraja (B)	Gandul (B)	0,0005958448	0,00572458	0,00000007500
Ngimbang	Ungaran	0,0023479616	0,02255806	0,00000033498
Ngimbang	Sby. Barat	0,0005578720	0,00535976	0,00000007677

**Tabel 3.9** Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Branch	Bus		Batas Arus (Ampere)	Batas Aliran Daya (MVA)
	Dari	Ke		
1	Cilegon (A)	Suralaya (A)	2472	2141
1	Cilegon (B)	Suralaya (B)	2472	2141
2	Suralaya (A)	Balaraja (A)	1980	1715
2	Suralaya (B)	Balaraja (B)	1980	1715
3	Cilegon	Cibinong	2472	2141
4	Kembangan (A)	Gandul (A)	3220	2789
4	Kembangan (B)	Gandul (B)	3220	2789
5	Gandul (A)	Depok (A)	2860	2477
5	Gandul (B)	Depok (B)	2860	2477
6	Bekasi	Cibinong	2400	2078
7	Cibinong	Muaratawar	2320	2009
8	Saguling (A)	Cibinong (A)	2400	2078
8	Saguling (B)	Cibinong (B)	2400	2078
9	Cawang	Bekasi	2400	2078
10	Cawang	Muaratawar	2320	2009

**Lanjutan tabel 3.9** Kapasitas saluran dari bus ke bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Branch	Bus		Batas Arus (Ampere)	Batas Aliran Daya (MVA)
	Dari	Ke		
11	Muaratawar (A)	Cibatu (A)	2320	2009
11	Muaratawar (B)	Cibatu (B)	2320	2009
12	Cibatu (A)	Cirata (A)	2320	2009
12	Cibatu (B)	Cirata (B)	2320	2009
13	Cirata (A)	Saguling (A)	2500	2165
13	Cirata (B)	Saguling (B)	2500	2165
14	Saguling (A)	Bdg. Selatan (A)	3000	2598
14	Saguling (B)	Bdg. Selatan (B)	3000	2598
15	Mandiracan (A)	Bdg. Selatan (A)	2770	2399
15	Mandiracan (B)	Bdg. Selatan (B)	2770	2399
16	Ungaran (A)	Mandiracan (A)	2320	2009
16	Ungaran (B)	Mandiracan (B)	2320	2009
17	Ungaran (A)	Tanjung Jati (A)	2400	2078
17	Ungaran (B)	Tanjung Jati (B)	2400	2078
18	Ungaran	Sby. Barat	2300	1992
19	Pedan	Ungaran	2300	1992
20	Gresik (A)	Sby. Barat (A)	2078	1800
20	Gresik (B)	Sby. Barat (B)	2078	1800
21	Sby. Barat (A)	Grati (A)	2800	2425
21	Sby. Barat (B)	Grati (B)	2800	2425
22	Cibinong (A)	Depok (A)	2860	2477
22	Cibinong (B)	Depok (B)	2860	2477
23	Tasikmalaya (A)	Depok (A)	3000	2598
23	Tasikmalaya (B)	Depok (B)	3000	2598
24	Pedan (A)	Tasikmalaya (A)	2400	2078
24	Pedan (B)	Tasikmalaya (B)	2400	2078
25	Pedan (A)	Kediri (A)	2200	1905
25	Pedan (B)	Kediri (B)	2200	1905
26	Paiton (A)	Kediri (A)	2200	1905
26	Paiton (B)	Kediri (B)	2200	1905
27	Paiton (A)	Grati (A)	2800	2425
27	Paiton (B)	Grati (B)	2800	2425
28	Balaraja (A)	Gandul (A)	2860	2477
28	Balaraja (B)	Gandul (B)	2860	2477
29	Ngimbang	Ungaran	2300	1992
30	Ngimbang	Sby. Barat	2078	1800

Pada pengoperasian normal sehari-hari sistem 500 kV Jawa-Bali, batas saluran yang digunakan adalah sebesar 80% hingga 90% dari batas arus dan aliran daya pada tabel 3.9. Hal ini untuk memelihara umur peralatan. Pada tugas akhir ini untuk keadaan normal, batas masing-masing saluran (*branch*) yang digunakan sebesar 85% dari data batas aliran daya di atas. Sementara ketika terjadi gangguan, batas aliran daya pada saluran direlaksasi hingga 105%. Data bus pada sistem 500 kV Jawa-Bali yang digunakan merupakan data pembebanan pada tanggal 18 Maret 2013 pukul 13.30 WIB seperti pada tabel 3.10.

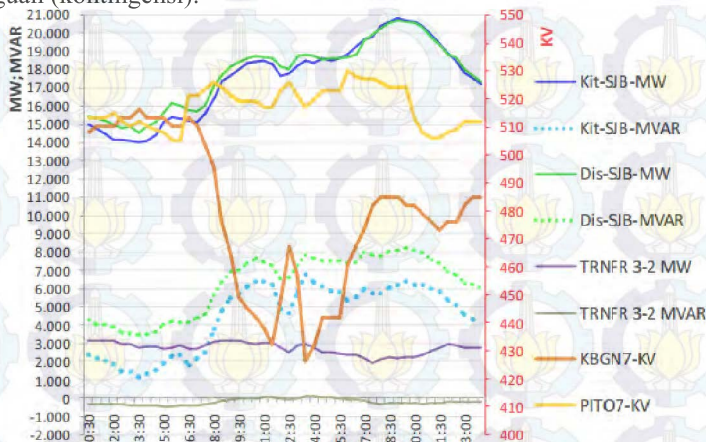
**Tabel 3.10** Data bus di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Bus	Kode Bus	Tipe Bus	Daya Aktif Beban (MW)	Daya Reaktif Beban (Mvar)	Batas Tegangan	
					Minimal (pu)	Maksimal (pu)
1	3	Slack	226	17	0,95	1,05
2	1	Load	579	56	0,95	1,05
3	1	Load	470	145	0,95	1,05
4	1	Load	921	141	0,95	1,05
5	1	Load	654	320	0,95	1,05
6	1	Load	214	61	0,95	1,05
7	1	Load	619	119	0,95	1,05
8	2	Generator	0	0	0,95	1,05
9	1	Load	1233	312	0,95	1,05
10	2	Generator	592	224	0,95	1,05
11	2	Generator	0	0	0,95	1,05
12	1	Load	605	214	0,95	1,05
13	1	Load	293	28	0,95	1,05
14	1	Load	698	392	0,95	1,05
15	2	Generator	354	64	0,95	1,05
16	1	Load	985	518	0,95	1,05
17	2	Generator	151	71	0,95	1,05
18	1	Load	497	157	0,95	1,05
19	1	Load	74	35	0,95	1,05
20	1	Load	556	257	0,95	1,05
21	1	Load	551	167	0,95	1,05
22	2	Generator	557	85	0,95	1,05
23	2	Generator	375	149	0,95	1,05
24	1	Load	621	235	0,95	1,05
25	1	Load	261	52	0,95	1,05

Batas minimal dan maksimal tegangan pada sistem transmisi 500 kV sesuai dengan SPLN (Tegangan-Tegangan Standar) tahun 1995 yaitu sebesar  $\pm 5\%$ . Namun, terkadang tegangan turun melebihi batas minimal tersebut. Pada tanggal 18 Maret 2013 pukul 11.30 WIB, tegangan di

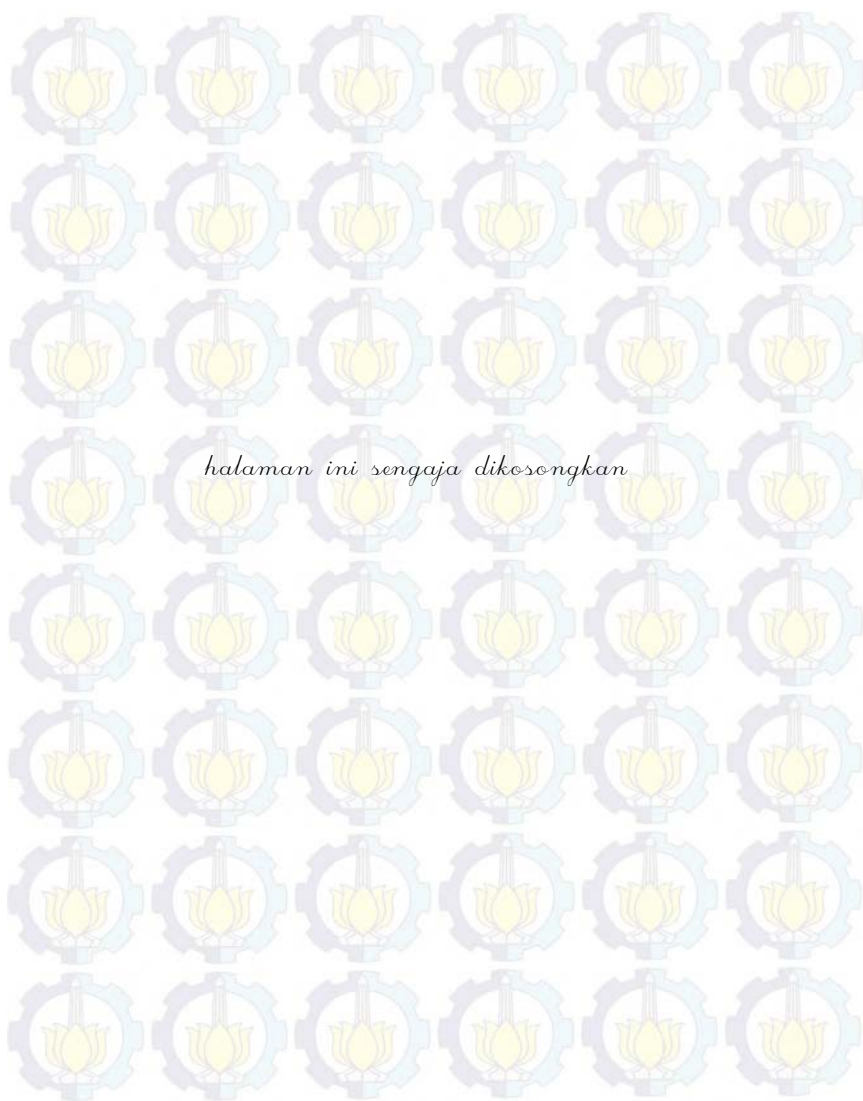
beberapa GITET (18 dari 25 GITET) turun hingga menembus 432 kV (-14%) di GITET Kembangan. Setelah itu tegangan terus berubah pada pukul 13.30 WIB, tercatat tegangan di GITET Kembangan mencapai 426 kV (-15%) terlihat pada gambar 3.6. Pada saat inilah baru diputuskan supaya operator melakukan tindakan pelepasan beban agar terhindar dari gangguan yang lebih besar.

Diketahui bahwa pada hari sebelumnya telah terjadi gangguan, hal inilah yang menyebabkan tegangan turun pada tanggal 18 Maret 2013. Dari kejadian tersebut, maka pada tugas akhir ini batas tegangan minimal yang seharusnya -5% direlaksasi menjadi -8% ketika terjadi gangguan (kontingensi).



**Gambar 3.6** Profil tegangan GITET Kembangan.<sup>[18]</sup>





## BAB 4

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 IEEE 9 Bus Kondisi Normal

Hasil simulasi pada saat sistem tidak ada gangguan dengan menggunakan program setelah dimodifikasi menunjukkan hasil yang sama dengan menggunakan program sebelum dimodifikasi. Hal ini dikarenakan pada sistem yang tidak terdapat gangguan, beban seharusnya tidak perlu dilepas. Hasil *running* simulasi adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.1** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,069	0,000
2	1,100	5,479
3	1,100	10,014
4	1,005	-6,532
5	0,963	-9,901
6	1,060	2,219
7	1,013	-4,736
8	1,046	-1,536
9	0,927	-13,564

- *Branch Data*

**Tabel 4.2** Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi normal.

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Losses	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	4	212,24	132,12	-212,24	-100,65	0	31,47
4	5	68,24	26,73	-67,26	-36,69	0,987	-9,97
5	6	-128,94	-28,76	135,99	22,75	7,051	-6,00
3	6	270,00	92,55	-270,00	-53,10	0	39,45
6	7	134,01	30,34	-131,92	-35,13	2,088	-4,79
7	8	-86,08	-41,21	86,79	31,41	0,707	-9,80
8	2	-224,74	-77,21	224,74	109,50	0	32,28
8	9	137,96	45,81	-131,24	-41,91	6,715	3,90
9	4	-141,26	-67,15	143,99	73,92	2,732	6,77
<b>Total</b>						20,280	83,32

- *Power Generation*

**Tabel 4.3** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	212,24	132,12
2	2	224,74	109,50
3	3	270,00	92,55
<b>Total:</b>		706,98	334,17

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.4** Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,9	1,069	1,1
2	0,9	1,100	1,1
3	0,9	1,100	1,1
4	0,9	1,005	1,1
5	0,9	0,963	1,1
6	0,9	1,060	1,1
7	0,9	1,013	1,1
8	0,9	1,046	1,1
9	0,9	0,927	1,1

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.5** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi normal.

Branch	From Bus	Sf  (MVA)	Smax  (MVA)	St  (MVA)	To Bus
1	1	250,00	250	234,89	4
2	4	73,29	250	76,62	5
3	5	132,11	150	137,88	6
4	3	285,42	300	275,17	6
5	6	137,40	150	136,52	7
6	7	95,44	250	92,30	8
7	8	237,64	250	250,00	2
8	8	145,36	250	137,77	9
9	9	156,41	250	161,86	4

- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.6** Hasil simulasi batas daya aktif generator IEEE 9 Bus kondisi normal.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
3	3	10	270	270

- *Load Data*

**Tabel 4.7** Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi normal.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
5	196,2	0	196,2	65,45	65,45	0,9486
7	218,0	0	218,0	76,34	76,34	0,9438
9	272,5	0	272,5	109,06	109,06	0,9284
<b>Total:</b>	686,7	0	686,7	250,85	250,85	

- *Total Cost*

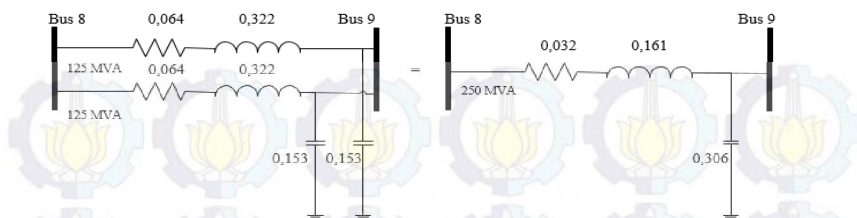
**Tabel 4.8** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi normal.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
20.864,31 \$/h

## 4.2 IEEE 9 Bus Kondisi Ada Saluran yang Lepas

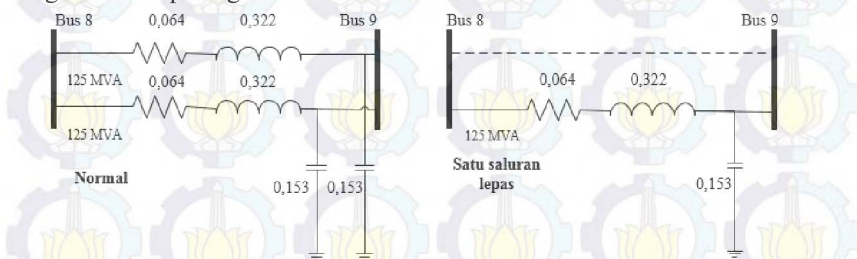
Pada simulasi kondisi ada saluran yang lepas ini, saluran dari bus 8 ke bus 9 di sistem IEEE 9 Bus disimulasikan terlepas salah satu. Untuk mendapatkan kondisi yang seperti itu maka nilai impedansi saluran dari bus 8 ke bus 9 diganti. Semula nilai impedansi saluran ini adalah  $r_{8-9} = 0,032$  pu;  $x_{8-9} = 0,161$  pu;  $b_{8-9} = 0,306$  pu; kapasitas saluran = 250 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.1.





**Gambar 4.1** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 8 ke bus 9) pada saat normal di sistem IEEE 9 Bus.

Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{8-9}$  dan  $x_{8-9}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{8-9}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.2.



**Gambar 4.2** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 8 ke bus 9) di sistem IEEE 9 Bus.

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- Bus Data

**Tabel 4.9** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,063	0,000
2	1,100	11,256
3	1,100	10,700
4	0,991	-6,396
5	0,952	-9,324
6	1,061	3,865
7	1,017	-0,175

**Lanjutan tabel 4.9** Hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
8	1,052	4,138
9	0,900	-13,728

- *Branch Data*

**Tabel 4.10** Hasil simulasi aliran daya IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Losses	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	4	203,62	145,05	-203,62	-113,18	0	31,86
4	5	58,36	24,82	-57,59	-35,54	0,774	-10,72
5	6	-138,61	-29,91	146,97	29,99	8,357	0,08
3	6	237,00	87,74	-237,00	-56,81	0	30,93
6	7	90,03	26,81	-89,02	-40,79	1,014	-13,98
7	8	-128,98	-35,55	130,41	31,71	1,430	-3,83
8	2	-229,33	-67,26	229,33	99,54	0	32,28
8	9	98,91	35,54	-92,13	-16,07	6,784	19,47
9	4	-142,15	-77,70	145,26	88,36	3,109	10,67
<b>Total</b>						21,469	96,77

- *Power Generation*

**Tabel 4.11** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	203,62	145,05
2	2	229,33	99,54
3	3	237,00	87,74
<b>Total:</b>		669,95	332,32

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.12** Hasil simulasi batas tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,9	1,063	1,1
2	0,9	1,100	1,1
3	0,9	1,100	1,1
4	0,9	0,991	1,1
5	0,9	0,952	1,1
6	0,9	1,061	1,1
7	0,9	1,017	1,1
8	0,9	1,052	1,1
9	0,9	0,900	1,1

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.13** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	Sf  (MVA)	Smax  (MVA)	St  (MVA)	To Bus
1	1	250,00	250	232,96	4
2	4	63,42	250	67,67	5
3	5	141,80	150	150,00	6
4	3	252,72	300	243,71	6
5	6	93,94	150	97,92	7
6	7	133,79	250	134,21	8
7	8	238,99	250	250,00	2
8	8	105,11	125	93,52	9
9	9	162,00	250	170,03	4

- *Load Data*

**Tabel 4.14** Hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
5	196,2	0	196,2	65,45	65,4500	0,9486
7	218,0	0	218,0	76,34	76,3400	0,9438
9	272,5	38,2177	234,2823	109,06	93,7645	0,9284
<b>Total:</b>	<b>686,7</b>	<b>38,2177</b>	<b>648,4823</b>	<b>250,85</b>	<b>235,5545</b>	

- *Total Cost*

**Tabel 4.15** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
24.259,81 \$/h

Dari tabel 4.14 diketahui bahwa pada saat terjadi kontingensi satu saluran lepas yang menghubungkan bus 8 ke bus 9, terdapat beban yang dilepas. Pada bus 9 (bus beban) dilakukan pemotongan beban sebesar 38,2177 MW. Untuk meminimalkan beban yang dilepas ini maka perlu dilakukan beberapa strategi *load shedding*.

#### 4.2.1 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV)

Dari tabel 4.12 diketahui bahwa tegangan di bus 9 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,9 pu, untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 9 sebesar 2% menjadi 0,88 pu. Hasil simulasi yang diperoleh :

**Tabel 4.16** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
9	0,9	0,88	0,900	0,888

**Tabel 4.17** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0,5171	196,2000	195,6829	65,2775
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	37,3315	234,2823	235,1685	94,1192
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	37,8486	648,4823	648,8514	235,7367



**Tabel 4.18** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)</b>
24.256,35 \$/h

#### 4.2.2 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF)

Dari tabel 4.13 diketahui bahwa aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 ke 4, 5 ke 6, dan 8 ke 2 bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di masing-masing saluran tersebut, untuk itu dilakukan relaksasi batas aliran daya di ketiga saluran tersebut. Kapasitas ketiga saluran itu direlaksasi sebesar 5%. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.19** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	Sf  (MVA)	Sf  (MVA) relaksasi	Smax  (MVA)	Smax  (MVA) relaksasi	St  (MVA)	St  (MVA) relaksasi
1	250,00	262,50	250	262,5	232,96	242,48
2	63,42	59,22	250	250,0	67,67	65,35
3	141,80	148,04	150	157,5	150,00	157,5
4	252,72	257,04	300	300,0	243,71	248,12
5	93,94	91,22	150	150,0	97,92	95,79
6	133,79	136,43	250	250,0	134,21	137,10
7	238,99	250,74	250	262,5	250,00	262,50
8	105,11	113,96	125	125,0	93,52	100,67
9	162,00	172,78	250	250,0	170,03	183,31

**Tabel 4.20** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0	196,2000	196,2000	65,4500
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	23,9229	234,2823	248,5771	99,4856
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	23,9229	648,4823	662,7771	241,2756

**Tabel 4.21** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)
22.883,09 \$/h

#### 4.2.3 Pelepasan Beban di Sistem IEEE 9 Bus dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya (RV dan RF)

Dari tabel 4.12 diketahui bahwa tegangan di bus 9 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,9 pu. Sementara itu dari tabel 4.13 diketahui bahwa aliran daya di saluran 1 ke 4, 5 ke 6, dan 8 ke 2 bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di masing-masing saluran tersebut. Untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 9 sebesar 2% menjadi 0,88 pu serta relaksasi batas aliran daya di ketiga saluran tersebut. Kapasitas ketiga saluran itu direlaksasi sebesar 5%.

Hasil simulasi yang diperoleh adalah :  
**Tabel 4.22** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
9	0,9	0,88	0,900	0,880

**Tabel 4.23** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	Sf  (MVA)	Sf  (MVA) relaksasi	Smax  (MVA)	Smax  (MVA) relaksasi	St  (MVA)	St  (MVA) relaksasi
1	250,00	262,50	250	262,5	232,96	242,46
2	63,42	58,07	250	250,0	67,67	63,11
3	141,80	147,55	150	157,5	150,00	157,50
4	252,72	259,83	300	300,0	243,71	249,87
5	93,94	92,62	150	150,0	97,92	96,84
6	133,79	135,15	250	250,0	134,21	135,77

**Lanjutan tabel 4.23** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ Sf $ (MVA)	$ Sf $ (MVA) relaksasi	$ Smax $ (MVA)	$ Smax $ (MVA) relaksasi	$ St $ (MVA)	$ St $ (MVA) relaksasi
7	238,99	249,91	250	262,5	250,00	262,50
8	105,11	114,76	125	125,0	93,52	99,93
9	162,00	173,06	250	250,0	170,03	184,74

**Tabel 4.24** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
5	196,2	0	0	196,2000	196,2000	65,4500
7	218,0	0	0	218,0000	218,0000	76,3400
9	272,5	38,2177	22,8707	234,2823	249,6293	99,9067
<b>Total:</b>	686,7	38,2177	22,8707	648,4823	663,8293	241,6967

**Tabel 4.25** Hasil simulasi fungsi objektif IEEE 9 Bus kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
22.827,97 \$/h

### 4.3 Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Normal

Pada kondisi normal ini daya pembangkitan dan daya beban yang digunakan sesuai data tanggal 18 Maret 2013 pukul 13.30 WIB. Dimana saat waktu tersebut dari total 48 unit generator yang ada, hanya 39 unit generator yang beroperasi ke sistem 500 kV Jawa-Bali. Kesembilan unit yang tidak beroperasi itu adalah:

- (7)SRLYA7B
- (8)SRLYA8
- (16)MTWAR21
- (21)MTWAR51
- (22)MTWAR52

- (31)GRSIK22
- (32)GRSIK23
- (36)GRSIK33
- (38)PITON2B

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.26** Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,041	0,000
2	1,037	-0,355
3	0,973	-4,282
4	0,977	-3,815
5	0,976	-3,515
6	0,975	-4,287
7	0,973	-4,530
8	0,988	-2,796
9	0,975	-3,290
10	0,975	-1,872
11	0,972	-1,444
12	0,962	-0,697
13	0,953	4,122
14	0,971	15,715
15	1,050	24,621
16	0,991	20,447
17	0,995	20,518
18	0,976	-3,689
19	0,950	3,847
20	0,951	13,053
21	0,978	19,301
22	1,050	28,422
23	1,021	24,527
24	1,000	-2,586
25	0,983	18,900



- *Branch Data*

**Tabel 4.27** Hasil simulasi aliran daya di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	2	1	-994,63	-457,90	995,32	465,72
2	1	24	1440,68	1075,28	-1429,70	-969,82
3	2	5	415,63	401,90	-411,54	-356,22
4	3	4	-470,00	-145,00	470,39	149,32
5	4	18	-586,24	410,33	586,43	-408,54
6	7	5	-397,18	-27,68	397,93	34,83
7	5	8	-242,78	-182,12	243,32	187,35
8	11	5	733,93	-129,98	-731,51	157,00
9	6	7	221,94	92,47	-221,82	-91,32
10	6	8	-435,94	-153,47	437,33	166,88
11	8	9	351,35	429,77	-350,46	-421,21
12	9	10	-882,54	109,21	884,82	-87,31
13	10	11	-476,82	210,31	477,25	-206,26
14	11	12	-511,17	513,24	512,26	-501,09
15	13	12	1127,31	-190,51	-1117,26	287,09
16	14	13	1450,61	128,60	-1420,31	162,51
17	14	15	-2144,13	-656,08	2180,19	1059,55
18	14	16	-280,37	-27,58	282,87	51,66
19	20	14	-510,52	-156,85	513,37	184,23
20	17	16	114,00	220,00	-113,91	-219,16
21	16	23	-1655,35	-451,53	1667,29	585,12
22	5	18	333,9	26,51	-333,80	-25,48
23	19	18	759,05	-171,69	-749,63	277,02
24	20	19	845,12	-1,65	-833,05	136,69
25	20	21	-890,60	-98,50	899,71	200,44
26	22	21	1474,73	636,15	-1450,71	-367,44
27	22	23	1523,15	532,65	-1512,73	-416,12
28	24	4	808,70	734,82	-805,14	-700,65
29	25	14	238,90	34,77	-237,49	-21,18
30	25	16	-499,90	-86,77	501,39	101,04

- *Power Generation*

**Tabel 4.28** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	373,00	248,00
2	1	373,00	248,00
3	1	373,00	248,00
4	1	373,00	248,00
5	1	585,00	283,00
6	1	585,00	283,00
9	8	135,00	69,00
10	8	135,00	94,00
11	8	135,00	69,00
12	8	135,00	69,00
13	8	140,00	69,00
14	8	35,00	69,00
15	8	35,00	69,00
17	8	72,00	69,00
18	8	140,00	69,00
19	8	35,00	69,00
20	8	35,00	69,00
23	10	1.000,00	347,00
24	11	700,00	177,00
25	15	606,10	291,11
26	15	606,10	291,11
27	15	661,00	270,66
28	15	661,00	270,66
29	17	53,00	88,00
30	17	53,00	52,00
33	17	53,00	62,00
34	17	53,00	37,00
35	17	53,00	52,00
37	22	225,00	179,11
39	22	610,00	179,11
40	22	610,00	179,11
41	22	615,00	179,11
42	22	615,00	179,11
43	22	549,88	179,11
44	22	330,00	179,11

**Lanjutan tabel 4.28** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
45	23	114,78	66,00
46	23	114,78	66,00
47	23	120,00	66,00
48	23	180,00	120,00
<b>Total:</b>		12.277,63	5.852,35

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.29** Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,95	1,041	1,05
2	0,95	1,037	1,05
3	0,95	0,973	1,05
4	0,95	0,977	1,05
5	0,95	0,976	1,05
6	0,95	0,975	1,05
7	0,95	0,973	1,05
8	0,95	0,988	1,05
9	0,95	0,975	1,05
10	0,95	0,975	1,05
11	0,95	0,972	1,05
12	0,95	0,962	1,05
13	0,95	0,953	1,05
14	0,95	0,971	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,991	1,05
17	0,95	0,995	1,05
18	0,95	0,976	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,951	1,05
21	0,95	0,978	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,021	1,05
24	0,95	1,000	1,05
25	0,95	0,983	1,05

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.30** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Branch	From Bus	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_0 $ (MVA)	To Bus
1	2	1.094,97	3.639,70	1.098,89	1
2	1	1.797,72	2.914,65	1.727,60	24
3	2	578,16	1.819,85	544,30	5
4	3	491,86	4.740,45	493,52	4
5	4	715,58	4.210,90	714,71	18
6	7	398,15	1.766,30	399,45	5
7	5	303,50	1.707,65	307,09	8
8	11	745,35	3.533,45	748,17	5
9	6	240,43	1.766,30	239,88	7
10	6	462,16	1.707,65	468,09	8
11	8	555,11	3.415,30	547,94	9
12	9	889,28	3.415,30	889,12	10
13	10	521,14	3.680,50	519,91	11
14	11	724,37	4.416,60	716,59	12
15	13	1.143,30	4.078,30	1.153,55	12
16	14	1.456,30	3.415,30	1.429,58	13
17	14	2.242,26	3.533,45	2.424,02	15
18	14	281,72	1.693,20	287,55	16
19	20	534,07	1.693,20	545,42	14
20	17	247,78	3.059,15	247,00	16
21	16	1.715,82	4.122,50	1.766,98	23
22	5	334,95	4.210,90	334,77	18
23	19	778,22	4.416,60	799,18	18
24	20	845,12	3.533,45	844,19	19
25	20	896,03	3.239,35	921,77	21
26	22	1.606,09	3.239,35	1.496,52	21
27	22	1.613,60	4.122,50	1.568,92	23
28	24	1.092,69	4.210,90	1.067,32	4
29	25	241,42	1.693,20	238,43	14
30	25	507,38	1.530,00	511,47	16



- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.31** Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
1	1	200	373	373
2	1	200	373	373
3	1	200	373	373
4	1	200	373	373
5	1	301	585	585
6	1	301	585	585
9	8	72	135	135
10	8	72	135	135
11	8	72	135	135
12	8	72	135	135
13	8	35	140	140
14	8	35	35	140
15	8	35	35	140
17	8	72	72	135
18	8	35	140	140
19	8	35	35	140
20	8	35	35	140
23	10	500	1000	1000
24	11	350	700	700
27	15	403	661	661
28	15	403	661	661
29	17	53	53	100
30	17	53	53	100
33	17	53	53	100
34	17	53	53	100
35	17	53	53	100
37	22	225	225	370
39	22	305	610	610
40	22	305	610	610
41	22	302	615	615
42	22	302	615	615
44	22	330	330	660
47	23	120	120	299
48	23	180	180	450

- *Generation Constraints (Reactive Power Limits)*

**Tabel 4.32** Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Gen	Bus	Qgmin (Mvar)	Qg (Mvar)	Qgmaks (Mvar)
1	1	-45	248	248
2	1	-30	248	248
3	1	-30	248	248
4	1	-30	248	248
5	1	-221	283	283
6	1	-221	283	283
9	8	-19	69	69
10	8	-15	94	94
11	8	-19	69	69
12	8	-19	69	69
13	8	-19	69	69
14	8	-19	69	69
15	8	-19	69	69
17	8	-19	69	69
18	8	-19	69	69
19	8	-19	69	69
20	8	-19	69	69
23	10	-320	347	347
24	11	-461	177	177
29	17	-47	88	88
30	17	-28	52	52
33	17	-34	62	62
34	17	-20	37	37
35	17	-28	52	52
45	23	-32	66	66
46	23	-32	66	66
47	23	-32	66	66
48	23	-40	120	120

- *Load Data*

**Tabel 4.33** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	0	47	145	145	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	0	621	235	235	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	0	12.086	3.819	3.819	

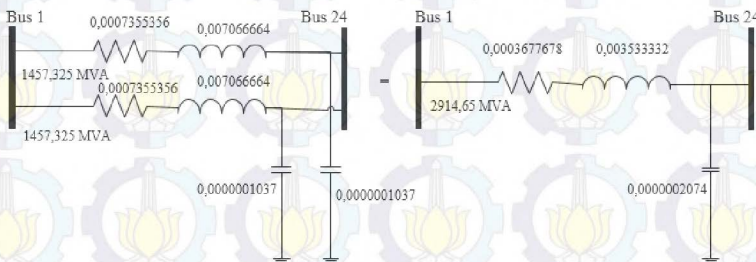
- *Total Cost*

**Tabel 4.34** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi normal.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban (objective function)</b>
Rp 5.758.993.322,75 /jam

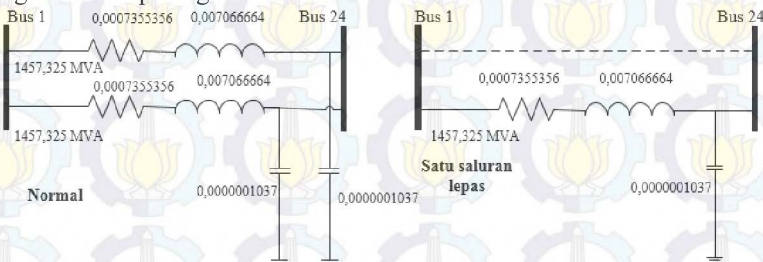
#### 4.4 Sistem 500 kV Jawa-Bali Kondisi Ada Saluran yang Lepas

Pada simulasi sistem dengan kondisi ada saluran yang lepas, saluran dari bus 1 ke bus 24 dan saluran dari bus 13 ke bus 14 di sistem 500 kV Jawa-Bali disimulasikan masing-masing terlepas salah satu. Untuk mendapatkan kondisi yang seperti itu, maka nilai impedansi saluran dari bus 1 ke bus 24 dan dari bus 13 ke bus 24 diganti. Semula nilai impedansi saluran adalah  $r_{1-24}=0,0003677678$  pu;  $x_{1-24}=0,003533332$  pu;  $b_{1-24}=0,0000002074$  pu; kapasitas saluran=2914,65 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.3.



**Gambar 4.3** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 1 ke bus 24) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali.

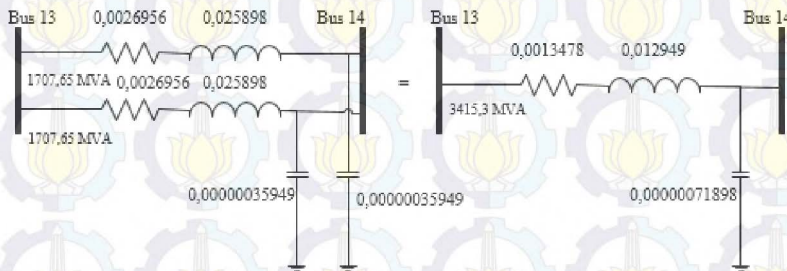
Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{1-24}$  dan  $x_{1-24}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{1-24}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.4.



**Gambar 4.4** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 1 ke bus 24) di sistem 500 kV Jawa-Bali.

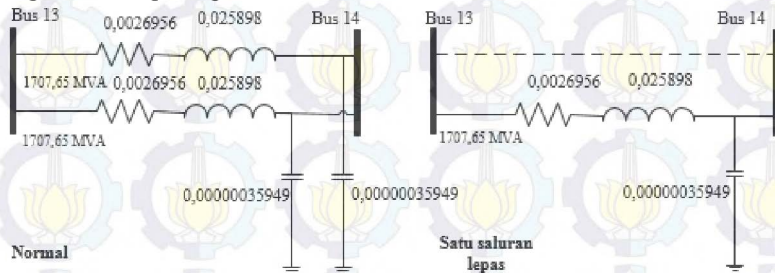


Sementara nilai impedansi saluran adalah  $r_{13-14}=0,0013478$  pu;  $x_{13-14}=0,012949$  pu;  $b_{13-14}=0,00000071898$  pu; kapasitas saluran=3415,3 MVA seperti yang terlihat pada gambar 4.5.



**Gambar 4.5** Ilustrasi saluran tunggal dan paralel (bus 13 ke bus 14) pada saat normal di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Saat terjadi gangguan lepas salah satu saluran maka nilai  $r_{13-14}$  dan  $x_{13-14}$  menjadi dua kali dari harga semula, sementara nilai  $b_{13-14}$  dan kapasitas salurannya menjadi setengah dari harga semula. Terlepasnya saluran ini digambarkan pada gambar 4.6.



**Gambar 4.6** Ilustrasi saluran paralel pada saat satu saluran lepas (bus 13 ke bus 14) di sistem 500 kV Jawa-Bali.

Hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

- *Bus Data*

**Tabel 4.35** Hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	Voltage	
	V  (pu)	Sudut (deg)
1	1,050	0,000
2	1,046	-0,430
3	0,972	-5,738
4	0,974	-5,544
5	0,975	-5,400
6	0,974	-6,328
7	0,972	-6,524
8	0,987	-4,980
9	0,974	-5,693
10	0,974	-4,487
11	0,972	-4,175
12	0,962	-4,017
13	0,953	-1,051
14	0,976	15,066
15	1,050	23,638
16	0,996	17,992
17	0,999	18,063
18	0,973	-5,458
19	0,950	2,235
20	0,955	11,559
21	0,982	16,715
22	1,050	24,843
23	1,024	21,515
24	0,990	-4,400
25	0,988	16,792

- *Branch Data*

**Tabel 4.36** Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	2	1	-1.222,31	-530,89	1.223,33	542,27
2	1	24	1.212,67	808,23	-1.198,50	-672,10

**Lanjutan tabel 4.36** Hasil simulasi aliran daya Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
3	2	5	643,31	474,89	-635,63	-388,98
4	3	4	-194,76	-60,08	194,82	60,83
5	4	18	-394,64	268,16	394,72	-267,36
6	7	5	-437,35	-17,95	438,25	26,62
7	5	8	-151,45	-202,85	151,83	206,50
8	11	5	433,05	-81,61	-432,21	91,06
9	6	7	181,74	101,91	-181,65	-101,05
10	6	8	-395,74	-162,91	396,94	174,44
11	8	9	483,23	403,06	-482,08	-392,03
12	9	10	-750,92	80,03	752,57	-64,22
13	10	11	-344,57	187,22	344,80	-184,93
14	11	12	-77,86	443,54	78,28	-438,84
15	13	12	687,18	-187,32	-683,28	224,84
16	14	13	1.009,45	121,88	-980,18	159,32
17	14	15	-2.072,71	-620,16	2.105,98	992,32
18	14	16	-177,94	-44,67	178,99	54,79
19	20	14	-671,20	-143,50	675,87	188,39
20	17	16	114,00	220,00	-113,91	-219,17
21	16	23	-1.445,16	-456,56	1.454,39	559,90
22	5	18	127,05	154,15	-127,01	-153,78
23	19	18	774,41	-155,62	-764,71	264,14
24	20	19	860,85	18,52	-848,41	120,62
25	20	21	-745,66	-132,02	752,12	204,30
26	22	21	1.322,65	589,76	-1.303,12	-371,30
27	22	23	1.307,56	477,63	-1.299,81	-390,90
28	24	4	723,51	492,35	-721,19	-469,99
29	25	14	133,14	41,94	-132,67	-37,43
30	25	16	-394,14	-93,94	395,08	102,95

• *Power Generation*

**Tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
1	1	373,00	227,92
2	1	373,00	227,92

**Lanjutan (a) tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
3	1	373,00	227,92
4	1	373,00	227,92
5	1	585,00	227,92
6	1	585,00	227,92
9	8	135,00	69,00
10	8	135,00	94,00
11	8	135,00	69,00
12	8	135,00	69,00
13	8	140,00	69,00
14	8	35,00	69,00
15	8	35,00	69,00
17	8	72,00	69,00
18	8	140,00	69,00
19	8	35,00	69,00
20	8	35,00	69,00
23	10	1.000,00	347,00
24	11	700,00	177,00
25	15	579,47	264,08
26	15	579,47	264,08
27	15	650,51	264,08
28	15	650,53	264,08
29	17	53,00	88,00
30	17	53,00	52,00
33	17	53,00	62,00
34	17	53,00	37,00
35	17	53,00	52,00
37	22	225,00	164,63
39	22	305,00	164,63
40	22	305,00	164,63
41	22	615,00	164,63
42	22	615,00	164,63
43	22	792,21	164,63
44	22	330,00	164,63
45	23	114,79	66,00
46	23	114,79	66,00
47	23	120,00	66,00



**Lanjutan (b) tabel 4.37** Hasil simulasi daya yang dibangkitkan generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)
48	23	180,00	120,00
<b>Total:</b>		11.835,77	5.493,21

- *Voltage Constrains*

**Tabel 4.38** Hasil simulasi batas tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	Vmin (pu)	V  (pu)	Vmax (pu)
1	0,95	1,050	1,05
2	0,95	1,046	1,05
3	0,95	0,972	1,05
4	0,95	0,974	1,05
5	0,95	0,975	1,05
6	0,95	0,974	1,05
7	0,95	0,972	1,05
8	0,95	0,987	1,05
9	0,95	0,974	1,05
10	0,95	0,974	1,05
11	0,95	0,972	1,05
12	0,95	0,962	1,05
13	0,95	0,953	1,05
14	0,95	0,976	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,996	1,05
17	0,95	0,999	1,05
18	0,95	0,973	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,955	1,05
21	0,95	0,982	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,024	1,05
24	0,95	0,990	1,05
25	0,95	0,988	1,05

- *Branch Flow Constraints*

**Tabel 4.39** Hasil simulasi batas aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Branch	From Bus	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA)	To Bus
1	2	1.332,63	3.639,70	1.338,13	1
2	1	1.457,33	1.457,33	1.374,09	24
3	2	799,61	1.819,85	745,21	5
4	3	203,82	4.740,45	204,10	4
5	4	477,13	4.210,90	476,74	18
6	7	437,72	1.766,30	439,06	5
7	5	253,15	1.707,65	256,31	8
8	11	440,68	3.533,45	441,70	5
9	6	208,37	1.766,30	207,86	7
10	6	427,96	1.707,65	433,58	8
11	8	629,26	3.415,30	621,36	9
12	9	755,17	3.415,30	755,30	10
13	10	392,14	3.680,50	391,26	11
14	11	450,32	4.416,60	445,77	12
15	13	712,26	4.078,30	719,32	12
16	14	1.016,78	1.707,65	993,05	13
17	14	2.163,50	3.533,45	2.328,05	15
18	14	183,46	1.693,20	187,19	16
19	20	686,36	1.693,20	701,63	14
20	17	247,78	3.059,15	247,01	16
21	16	1.515,56	4.122,50	1.558,44	23
22	5	199,76	4.210,90	199,45	18
23	19	789,90	4.416,60	809,05	18
24	20	861,05	3.533,45	856,95	19
25	20	757,25	3.239,35	779,37	21
26	22	1.448,18	3.239,35	1.354,98	21
27	22	1.392,07	4.122,50	1.357,32	23
28	24	875,15	4.210,90	860,81	4
29	25	139,59	1.693,20	137,85	14
30	25	405,18	1.530,00	408,27	16

- *Generation Constraints (Active Power Limits)*

**Tabel 4.40** Hasil simulasi batas daya aktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Pgmin (MW)	Pg (MW)	Pgmaks (MW)
1	1	200	373	373
2	1	200	373	373
3	1	200	373	373
4	1	200	373	373
5	1	301	585	585
6	1	301	585	585
9	8	72	135	135
10	8	72	135	135
11	8	72	135	135
12	8	72	135	135
13	8	35	140	140
14	8	35	35	140
15	8	35	35	140
17	8	72	72	135
18	8	35	140	140
19	8	35	35	140
20	8	35	35	140
23	10	500	1.000	1.000
24	11	350	700	700
29	17	53	53	100
30	17	53	53	100
33	17	53	53	100
34	17	53	53	100
35	17	53	53	100
37	22	225	225	370
39	22	305	305	610
40	22	305	305	610
41	22	302	615	615
42	22	302	615	615
44	22	330	330	660
47	23	120	120	299
48	23	180	180	450

- *Generation Constraints (Reactive Power Limits)*

**Tabel 4.41** Hasil simulasi batas daya reaktif generator di Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Gen	Bus	Qgmin (Mvar)	Qg (Mvar)	Qgmaks (Mvar)
9	8	-19	69	69
10	8	-15	94	94
11	8	-19	69	69
12	8	-19	69	69
13	8	-19	69	69
14	8	-19	69	69
15	8	-19	69	69
17	8	-19	69	69
18	8	-19	69	69
19	8	-19	69	69
20	8	-19	69	69
23	10	-320	347	347
24	11	-461	177	177
29	17	-47	88	88
30	17	-28	52	52
33	17	-34	62	62
34	17	-20	37	37
35	17	-28	52	52
45	23	-32	66	66
46	23	-32	66	66
47	23	-32	66	66
48	23	-40	120	120

- *Load Data*

**Tabel 4.42** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	275,2428	194,7572	145	60,0847	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820



**Lanjutan tabel 4.42** Hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	146,0148	474,9852	235	179,7448	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	421,2576	11.664,8	3.819	3.678,8295	

- *Total Cost*

**Tabel 4.43** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran.

Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban ( <i>objective function</i> )
Rp 6.337.175.737,81 /jam

Dari tabel 4.42 diketahui bahwa pada saat terjadi kontingensi salah satu saluran lepas dari masing-masing saluran yang menghubungkan bus 1 (Suralaya) ke bus 24 (Balaraja) dan saluran yang menghubungkan bus 13 (Mandiracan) ke bus 14 (Ungaran) perlu dilakukan pelepasan beban. Pada bus 3 (Kembangan) dan bus 24 (Balaraja) dilakukan pemotongan beban dengan total sebesar 421,2576 MW. Untuk meminimalkan beban yang dilepas ini maka perlu dilakukan beberapa strategi *load shedding*.

#### 4.4.1 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan (RV)

Dari tabel 4.38 diketahui bahwa tegangan di bus 19 (bus beban) bernilai sama dengan batas tegangan minimal yaitu 0,95 pu, untuk itu dilakukan relaksasi batas tegangan minimal pada bus 19 (Tasikmalaya) sebesar 3% menjadi 0,92 pu. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.44** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,95	0,954	0,950
19	0,95	0,92	0,950	0,944
20	0,95	0,95	0,954	0,950

Dari tabel 4.44 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya membuat tegangan di bus 13 (Mandiracan) dan bus 20 (Pedan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Kedua bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 13 dan bus 20 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.45** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
12	0,95	0,95	0,960	0,950
13	0,95	0,92	0,954	0,939
19	0,95	0,92	0,950	0,933
20	0,95	0,92	0,954	0,941

Dari tabel 4.45 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, dan Pedan membuat tegangan di bus 12 (Bandung Selatan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 12 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.46** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,95	0,967	0,950
12	0,95	0,92	0,960	0,940
13	0,95	0,92	0,954	0,929
19	0,95	0,92	0,950	0,924
20	0,95	0,92	0,954	0,936

Dari tabel 4.46 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, dan Bandung Selatan membuat tegangan di bus 3 (Kembangan) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Bus tersebut merupakan bus beban. Kemudian bila batas tegangan minimal bus 3 direlaksasi juga, hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.47** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,92	0,967	0,949
11	0,95	0,95	0,969	0,950
12	0,95	0,92	0,960	0,939
13	0,95	0,92	0,954	0,929
19	0,95	0,92	0,950	0,923
20	0,95	0,92	0,954	0,936

Dari tabel 4.47 diketahui bahwa dengan merelaksasi tegangan di bus Tasikmalaya, Mandiracan, Pedan, Bandung Selatan, dan Kembangan membuat tegangan di bus 11 (Saguling) bernilai sama dengan tegangan minimalnya. Namun, bus 11 adalah bus generator (pembangkit). Batas minimal tegangan di bus generator tidak direlaksasi agar tidak mengganggu kinerja peralatan pengaman ketika ada gangguan pada sisi pembangkitan (generator).

Sehingga strategi pelepasan beban dengan relaksasi batas minimal tegangan berhenti sampai tahap ini.

**Tabel 4.48** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19, 13, 20, 12, 3 dan 7.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	0	194,8	470,0	145
24	621	146,0148	249,6136	475,0	371,4	140,5407
<b>Total:</b>		421,2576	249,6136			

**Tabel 4.49** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Tegangan (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.094.646.673,25 /jam

Dari tabel 4.48 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas tegangan minimal di bus beban Tasikmalaya (19), Mandiracan (13), Pedan (20), Bandung Selatan (12), dan Kembangan (3) dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 249,6136 MW. Selain itu dari tabel 4.49 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi tegangan lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi tegangan.

#### 4.4.2 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Aliran Daya (RF)

Dari tabel 4.39 diketahui bahwa aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 (Suralaya) ke 24 (Balaraja) bernilai sama dengan batas kapasitas aliran daya di saluran tersebut, untuk itu dilakukan relaksasi batas aliran daya di saluran tersebut. Batas kapasitas maksimal saluran tersebut direlaksasi hingga 105%. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :



**Tabel 4.50** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
1	1.332,63	1.310,69	3.639,70	3.639,70	1.338,13	1.316,07
2	1.457,33	1.488,95	1.457,33	1.800,23	1.374,09	1.401,68
3	799,61	779,86	1.819,85	1.819,85	745,21	727,07
4	203,82	199,10	4.740,45	4.740,45	204,10	199,37
5	477,13	565,21	4.210,90	4.210,90	476,74	564,84
6	437,72	335,24	1.766,30	1.766,30	439,06	335,77
7	253,15	273,44	1.707,65	1.707,65	256,31	276,97
8	440,68	452,21	3.533,45	3.533,45	441,70	453,19
9	208,37	172,06	1.766,30	1.766,30	207,86	171,69
10	427,96	390,09	1.707,65	1.707,65	433,58	394,89
11	629,26	640,87	3.415,30	3.415,30	621,36	632,76
12	755,17	743,35	3.415,30	3.415,30	755,30	743,38
13	392,14	383,13	3.680,50	3.680,50	391,26	382,25
14	450,32	451,73	4.416,60	4.416,60	445,77	447,15
15	712,26	712,47	4.078,30	4.078,30	719,32	719,61
16	1.016,78	1.016,39	1.707,65	1.707,65	993,05	993,11
17	2.163,50	2.189,66	3.533,45	3.533,45	2.328,05	2.356,27
18	183,46	175,90	1.693,20	1.693,20	187,19	179,51
19	686,36	698,01	1.693,20	1.693,20	701,63	713,47
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,01
21	1.515,56	1.500,01	4.122,50	4.122,50	1.558,44	1.542,41
22	199,76	307,89	4.210,90	4.210,90	199,45	307,29
23	789,90	790,57	4.416,60	4.416,60	809,05	809,72
24	861,05	861,79	3.533,45	3.533,45	856,95	857,63
25	757,25	746,25	3.239,35	3.239,35	779,37	768,15
26	1.448,18	1.435,95	3.239,35	3.239,35	1.354,98	1.343,81
27	1.392,07	1.374,87	4.122,50	4.122,50	1.357,32	1.340,72
28	875,15	752,09	4.210,90	4.210,90	860,81	740,82
29	139,59	131,90	1.693,20	1.693,20	137,85	130,24
30	405,18	397,19	1.530,00	1.530,00	408,27	400,23

**Tabel 4.51** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	279,7509	194,8	190,2	58,6939
7	619	0	140,1514	619,0	478,8	92,0565
24	621	146,0148	0	475,0	621,0	235
<b>Total:</b>		421,2576	419,9023			

**Tabel 4.52** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.336.464.078,97 /jam

Dari tabel 4.51 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas aliran daya di saluran yang menghubungkan bus 1 ke bus 24 dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 419,9023 MW. Selain itu dari tabel 4.52 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban menggunakan relaksasi aliran daya lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi aliran daya.

#### 4.4.3 Pelepasan Beban di Sistem 500 kV Jawa-Bali dengan Relaksasi Batas Tegangan dan Aliran Daya (RV dan RF)

Dari hasil simulasi peminimalan pelepasan beban dengan relaksasi tegangan di bus beban diketahui bahwa bus beban yang perlu direlaksasi adalah bus 19, bus 13, bus 20, bus 12 dan bus 3. Sementara itu dari hasil simulasi peminimalan pelepasan beban dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran diketahui bahwa saluran yang menghubungkan bus 1 ke bus 24 perlu direlaksasi.

Untuk lebih meminimalkan pelepasan beban, maka dilakukan strategi pelepasan beban dengan relaksasi batas tegangan minimal serta relaksasi batas aliran daya secara bersamaan. Hasil simulasi yang diperoleh adalah :

**Tabel 4.53** Perbandingan hasil simulasi tegangan di bus Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
3	0,95	0,92	0,967	0,947
12	0,95	0,92	0,960	0,940
13	0,95	0,92	0,954	0,930
19	0,95	0,92	0,950	0,925
20	0,95	0,92	0,954	0,938

**Tabel 4.54** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	S <sub>from</sub>   (MVA)	S <sub>from</sub>   (MVA) relaksasi	S <sub>max</sub>   (MVA)	S <sub>max</sub>   (MVA) relaksasi	S <sub>to</sub>   (MVA)	S <sub>to</sub>   (MVA) relaksasi
1	1.332,63	1.329,84	3.639,70	3.639,70	1.338,13	1.335,98
2	1.457,33	1.557,73	1.457,33	1.800,23	1.374,09	1.453,44
3	799,61	813,43	1.819,85	1.819,85	745,21	749,93
4	203,82	458,83	4.740,45	4.740,45	204,10	460,36
5	477,13	793,23	4.210,90	4.210,90	476,74	792,75
6	437,72	307,32	1.766,30	1.766,30	439,06	307,76
7	253,15	287,24	1.707,65	1.707,65	256,31	291,11
8	440,68	520,33	3.533,45	3.533,45	441,70	521,65
9	208,37	171,50	1.766,30	1.766,30	207,86	171,12
10	427,96	390,17	1.707,65	1.707,65	433,58	395,13
11	629,26	624,87	3.415,30	3.415,30	621,36	616,53
12	755,17	770,23	3.415,30	3.415,30	755,30	770,21
13	392,14	408,46	3.680,50	3.680,50	391,26	407,46
14	450,32	489,48	4.416,60	4.416,60	445,77	484,22
15	712,26	804,86	4.078,30	4.078,30	719,32	813,08
16	1.016,78	1.129,09	1.707,65	1.707,65	993,05	1.087,41
17	2.163,50	1.976,89	3.533,45	3.533,45	2.328,05	2.148,89
18	183,46	315,35	1.693,20	1.693,20	187,19	322,62
19	686,36	622,35	1.693,20	1.693,20	701,63	640,70
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,00
21	1.515,56	1.786,84	4.122,50	4.122,50	1.558,44	1.842,55
22	199,76	420,94	4.210,90	4.210,90	199,45	419,87
23	789,90	923,76	4.416,60	4.416,60	809,05	948,53

**Lanjutan tabel 4.54** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
24	861,05	1.006,20	3.533,45	3.533,45	856,95	992,14
25	757,25	984,82	3.239,35	3.239,35	779,37	1.018,34
26	1.448,18	1.724,53	3.239,35	3.239,35	1.354,98	1.593,52
27	1.392,07	1.695,07	4.122,50	4.122,50	1.357,32	1.645,10
28	875,15	814,20	4.210,90	4.210,90	860,81	799,25
29	139,59	276,89	1.693,20	1.693,20	137,85	273,00
30	405,18	542,84	1.530,00	1.530,00	408,27	547,55

**Tabel 4.55** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	275,2428	31,5598	194,8	438,4	135,2635
7	619	0	166,4702	619,0	452,5	86,9968
24	621	146,0148	0	475,0	621,0	235
<b>Total:</b>		421,2576	198,03			

**Tabel 4.56** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban dengan Relaksasi Tegangan dan Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.028.173.829,69 /jam

Dari tabel 4.55 diketahui bahwa dengan merelaksasi batas tegangan minimal di bus beban yaitu bus 19, 13, 20, 12, dan 3 serta merelaksasi batas aliran daya di saluran yang menghubungkan bus Suralaya (1) ke bus Balaraja (24) dapat meminimalkan total beban yang dilepas dari 421,2576 MW menjadi hanya 198,03 MW. Selain itu dari tabel 4.56 diketahui total biaya pembangkitan generator dan biaya pelepasan beban pada saat kontingensi dengan strategi pelepasan beban



menggunakan relaksasi tegangan serta relaksasi aliran daya lebih murah daripada tanpa strategi relaksasi tegangan dan relaksasi aliran daya.

#### 4.4.4 Pelepasan Beban dengan Relaksasi Batasan di Sistem 500 kV Jawa-Bali Memperhatikan Batasan *Ramp* Pembangkit

Setiap unit pembangkit memiliki batasan *ramp rate* yaitu batas perubahan daya pembangkit dari suatu waktu ke waktu yang lain atau dalam hal ini dari suatu kondisi ke kondisi yang lain. Sehingga seolah-olah *range* kapasitas daya pembangkit minimal dan maksimal menjadi lebih kecil. Perlu diketahui bahwa :

- Waktu pertama disebut  $t_1$  adalah kondisi normal.
- Waktu kedua disebut  $t_2$  adalah kondisi kontingensi.
- Waktu ketiga disebut  $t_3$  adalah kondisi kontingensi dengan dilakukan relaksasi batasan.

Dengan mensimulasikan batasan *ramp* pembangkit pada kontingensi saluran yang sama maka hasil yang diperoleh pada waktu kedua ( $t_2$ ) adalah :

**Tabel 4.57** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$ .

Bus	Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Batas Ramp (MW)
1	5	585	585	0	45
1	6	585	585	0	45
15	25	606,1	564,62	41,47	60
15	26	606,1	564,62	41,47	60
15	27	661	596	65	65
15	28	661	596	65	65
22	39	610	545	65	65
22	40	610	545	65	65
22	41	615	594,43	20,56	60
22	42	615	594,43	20,561	60
22	43	549,88	489,88	60	60
23	45	114,78	113,56	1,21	55
23	46	114,78	113,56	1,21	55

**Tabel 4.58** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	Vmin (pu)	V	Vmax (pu)
1	0,95	1,050	1,05
2	0,95	1,046	1,05
3	0,95	0,973	1,05
4	0,95	0,974	1,05
5	0,95	0,975	1,05
6	0,95	0,974	1,05
7	0,95	0,972	1,05
8	0,95	0,987	1,05
9	0,95	0,975	1,05
10	0,95	0,975	1,05
11	0,95	0,973	1,05
12	0,95	0,963	1,05
13	0,95	0,954	1,05
14	0,95	0,976	1,05
15	0,95	1,050	1,05
16	0,95	0,995	1,05
17	0,95	0,998	1,05
18	0,95	0,973	1,05
19	0,95	0,950	1,05
20	0,95	0,954	1,05
21	0,95	0,982	1,05
22	0,95	1,050	1,05
23	0,95	1,023	1,05
24	0,95	0,990	1,05
25	0,95	0,988	1,05

**Tabel 4.59** Hasil simulasi aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Branch	From Bus	Sfrom  (MVA)	Smax  (MVA)	Sto  (MVA)	To Bus
1	2	1.330,92	3.639,70	1.336,40	1
2	1	1.457,33	1.457,33	1.374,22	24
3	2	797,60	1.819,85	743,57	5
4	3	186,18	4.740,45	186,41	4
5	4	472,26	4.210,90	471,88	18
6	7	438,41	1.766,30	439,75	5
7	5	252,90	1.707,65	256,06	8
8	11	434,91	3.533,45	435,87	5
9	6	207,94	1.766,30	207,44	7
10	6	427,46	1.707,65	433,07	8
11	8	630,27	3.415,30	622,38	9

**Lanjutan tabel 4.59** Hasil simulasi aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Branch	From Bus	Sfrom  (MVA)	Smax  (MVA)	Sto  (MVA)	To Bus
12	9	752,72	3.415,30	752,86	10
13	10	389,53	3.680,50	388,66	11
14	11	445,36	4.416,60	440,89	12
15	13	703,99	4.078,30	710,84	12
16	14	1.008,22	1.707,65	984,88	13
17	14	2.042,66	3.533,45	2.196,95	15
18	14	217,75	1.693,20	221,94	16
19	20	639,91	1.693,20	654,58	14
20	17	247,78	3.059,15	247,01	16
21	16	1.584,80	4.122,50	1.629,76	23
22	5	196,37	4.210,90	196,07	18
23	19	792,96	4.416,60	812,43	18
24	20	863,92	3.533,45	859,95	19
25	20	808,23	3.239,35	831,23	21
26	22	1.504,59	3.239,35	1.406,49	21
27	22	1.470,32	4.122,50	1.432,86	23
28	24	862,66	4.210,90	848,70	4
29	25	174,75	1.693,20	172,75	14
30	25	440,88	1.530,00	444,20	16

**Tabel 4.60** Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
1	226	0	226	17	17	0,9972
2	579	0	579	56	56	0,9954
3	470	292,0955	177,9	145	54,8854	0,9556
4	921	0	921	141	141	0,9885
5	654	0	654	320	320	0,8982
6	214	0	214	61	61	0,9617
7	619	0	619	119	119	0,9820
9	1.233	0	1.233	312	312	0,9694
10	592	0	592	224	224	0,9353
12	605	0	605	214	214	0,9428
13	293	0	293	28	28	0,9955
14	698	0	698	392	392	0,8719
15	354	0	354	64	64	0,9840
16	985	0	985	518	518	0,8851

**Lanjutan tabel 4.60** Hasil simulasi daya di bus beban memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_2$ .

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$Pd^1$ (MW)	$Qd^0$ (Mvar)	$Qd^1$ (Mvar)	$pf$
17	151	0	151	71	71	0,9050
18	497	0	497	157	157	0,9536
19	74	0	74	35	35	0,9040
20	556	0	556	257	257	0,9077
21	551	0	551	167	167	0,9570
22	557	0	557	85	85	0,9886
23	375	0	375	149	149	0,9293
24	621	134,0144	487	235	184,286	0,9353
25	261	0	261	52	52	0,9807
<b>Total:</b>	12.086	426,11	11.659,9	3.819	3.678,1714	

**Tabel 4.61** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.348.977.673,45 /jam

Dari tabel 4.57 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Tabel 4.58 menunjukkan bahwa pada bus 19 (Tasikmalaya) perlu dilakukan relaksasi tegangan untuk melonggarkan batas tegangan minimal dan memperkecil jumlah beban yang dilepas. Hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.62** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Gen	$Pg_{t_1}$ (MW)	$Pg_{t_2}$ (MW)	$Pg_{t_3}$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
26	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65



**Lanjutan tabel 4.62** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
39	610	545	569,96	65	24,96	65
40	610	545	569,96	65	24,96	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,63	1,21	0,06	55
46	114,78	113,56	113,63	1,21	0,06	55

**Tabel 4.63** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,95	0,954	0,950
19	0,95	0,92	0,950	0,946
20	0,95	0,95	0,954	0,952

Dari tabel 4.62 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas ramp yang ditentukan. Tabel 4.63 menunjukkan bahwa dengan merelaksasi tegangan pada bus 19 (Tasikmalaya), menyebabkan tegangan di bus 13 dan bus 20 mendekati batas tegangan minimal. Kemudian bila batas tegangan di kedua bus tersebut direlaksasi juga, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  menjadi :

**Tabel 4.64** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
13	0,95	0,92	0,954	0,939
19	0,95	0,92	0,950	0,946
20	0,95	0,92	0,954	0,942

**Tabel 4.65** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan di bus 19, 13, dan 20).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
1	373	373	371,70	0	1,29	55
2	373	373	371,70	0	1,29	55
3	373	373	371,70	0	1,29	55
4	373	373	371,70	0	1,29	55
5	585	585	540	0	45	45
6	585	585	540	0	45	45
25	606,10	564,62	546,10	41,47	18,52	60
26	606,10	564,62	546,10	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
37	225	225	239,81	0	14,81	55
39	610	545	610	65	65	65
40	610	545	610	65	65	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	614	60	124,12	60
45	114,78	113,56	114,59	1,21	1,02	55
46	114,78	113,56	114,59	1,21	1,02	55

Dari tabel 4.65 diketahui bahwa ketika batas tegangan minimal di bus 19, 13, dan 20 direlaksasi membuat perubahan daya pembangkit ada yang melampaui batas *ramp*. Batas ramp yang dilanggar adalah pada unit pembangkit nomer 43. Perubahan daya pada waktu  $t_1$  ke  $t_2$  masih memenuhi batas ramp, namun ketika perubahan daya pada waktu  $t_2$  ke  $t_3$  batas *ramp* dilanggar. Sehingga relaksasi batas tegangan yang memperhatikan batas *ramp* pembangkit ketika terjadi kontingensi saluran hanya dilakukan relaksasi pada bus 19.

**Tabel 4.66** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	292,0955	13,7585	177,9	456,2	140,7554

**Lanjutan tabel 4.66** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan di bus 19 memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
7	619	0	70,5148	619	548,5	105,4438
9	1.233	0	1,714	1233	1.231,3	311,5663
24	621	134,0144	294,4786	487	326,5	123,5628
<b>Total:</b>		426,11	380,4659			

**Tabel 4.67** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan di bus 19.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Tegangan (objective function)</b>
Rp 6.283.428.774,71 /jam

Dari tabel 4.66 diketahui bahwa pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 380,4659 MW. Kemudian untuk mensimulasikan strategi pelepasan beban dengan relaksasi aliran daya, dari tabel 4.59 diketahui bahwa besar aliran daya pada saluran dari bus 1 ke bus 24 bernilai sama dengan kapasitas maksimal saluran tersebut. Bila kapasitas aliran daya di saluran tersebut kemudian direlaksasi dengan tetap memperhatikan batas *ramp* pembangkit, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.68** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).

Gen	$Pg_{t_1}$ (MW)	$Pg_{t_2}$ (MW)	$Pg_{t_3}$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	577,80	41,47	13,18	60
26	606,1	564,62	577,73	41,47	13,11	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
39	610	545	545	65	0	65

**Lanjutan tabel 4.68** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi aliran daya dari bus 1 ke bus 24).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
40	610	545	545	65	0	65
41	615	594,43	580,90	20,56	13,52	60
42	615	594,43	580,90	20,56	13,52	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,76	1,21	0,19	55
46	114,78	113,56	113,75	1,21	0,18	55

**Tabel 4.69** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
1	1.330,92	1.310,23	3.639,70	3.639,70	1.336,40	1.315,59
2	1.457,33	1.487,19	1.457,33	1.800,23	1.374,22	1.400,28
3	797,60	778,98	1.819,85	1.819,85	743,57	726,44
4	186,18	195,01	4.740,45	4.740,45	186,41	195,27
5	472,26	561,48	4.210,90	4.210,90	471,88	561,13
6	438,41	334,83	1.766,30	1.766,30	439,75	335,36
7	252,90	273,31	1.707,65	1.707,65	256,06	276,85
8	434,91	446,23	3.533,45	3.533,45	435,87	447,14
9	207,94	171,28	1.766,30	1.766,30	207,44	170,90
10	427,46	389,14	1.707,65	1.707,65	433,07	393,94
11	630,27	642,05	3.415,30	3.415,30	622,38	633,95
12	752,72	740,60	3.415,30	3.415,30	752,86	740,65
13	389,53	380,24	3.680,50	3.680,50	388,66	379,36
14	445,36	446,31	4.416,60	4.416,60	440,89	441,82
15	703,99	703,67	4.078,30	4.078,30	710,84	710,57
16	1.008,22	1.007,35	1.707,65	1.707,65	984,88	984,43
17	2.042,66	2.065,05	3.533,45	3.533,45	2.196,95	2.220,96
18	217,75	210,73	1.693,20	1.693,20	221,94	214,81
19	639,91	650,15	1.693,20	1.693,20	654,58	665,00



**Lanjutan tabel 4.69** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya di saluran.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,01
21	1.584,80	1.570,68	4.122,50	4.122,50	1.629,76	1.615,17
22	196,37	304,97	4.210,90	4.210,90	196,07	304,36
23	792,96	793,45	4.416,60	4.416,60	812,43	812,88
24	863,92	864,51	3.533,45	3.533,45	859,95	860,46
25	808,23	798,19	3.239,35	3.239,35	831,23	820,99
26	1.504,59	1.493,41	3.239,35	3.239,35	1.406,49	1.396,33
27	1.470,32	1.454,43	4.122,50	4.122,50	1.432,86	1.417,57
28	862,66	750,44	4.210,90	4.210,90	848,70	739,25
29	174,75	167,50	1.693,20	1.693,20	172,75	165,56
30	440,88	433,61	1.530,00	1.530,00	444,20	436,88

**Tabel 4.70** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi kapasitas aliran daya memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW)	$\Delta Pd$ (MW) relaksasi	$Pd^1$ (MW)	$Pd^1$ (MW) relaksasi	$Qd^1$ (Mvar) relaksasi
3	470	292,0955	283,6536	177,9	186,3	57,4898
7	619	0	141,7445	619	477,3	91,7503
24	621	134,0144	0	487	621	235
<b>Total:</b>		426,11	425,3981			

**Tabel 4.71** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi kapasitas aliran daya.

<p align="center"><b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b></p> <p align="center">Rp 6.349.738.126,98 /jam</p>
--

Dari tabel 4.68 diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Sementara itu dari tabel 4.70 diketahui bahwa pelepasan beban dengan

relaksasi kapasitas aliran daya di saluran dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 425,3981 MW.

Kemudian untuk mensimulasikan strategi pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dan aliran daya, maka tegangan minimal pada bus 19 direlaksasi, selain itu aliran daya pada saluran dari bus 1 ke bus 24 direlaksasi juga. Bila tetap memperhatikan batas *ramp* pembangkit, maka hasil yang diperoleh pada waktu  $t_3$  adalah :

**Tabel 4.72** Hasil simulasi perubahan daya pembangkit memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  (relaksasi tegangan dan aliran daya).

Gen	Pg $t_1$ (MW)	Pg $t_2$ (MW)	Pg $t_3$ (MW)	Perbedaan Daya $t_1$ ke $t_2$ (MW)	Perbedaan Daya $t_2$ ke $t_3$ (MW)	Batas Ramp (MW)
5	585	585	585	0	0	45
6	585	585	585	0	0	45
25	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
26	606,1	564,62	546,1	41,47	18,52	60
27	661	596	596	65	0	65
28	661	596	596	65	0	65
39	610	545	589,65	65	44,65	65
40	610	545	589,65	65	44,65	65
41	615	594,43	615	20,56	20,56	60
42	615	594,43	615	20,56	20,56	60
43	549,88	489,88	489,88	60	0	60
45	114,78	113,56	113,50	1,21	0,06	55
46	114,78	113,56	113,50	1,21	0,06	55

**Tabel 4.73** Hasil simulasi tegangan di bus memperhatikan *ramp* pembangkit di Sistem 500 kV Jawa-Bali waktu  $t_3$  (relaksasi tegangan dan aliran daya).

Bus	Vmin (pu)	Vmin (pu) relaksasi	V  (pu)	V  (pu) relaksasi
19	0,95	0,92	0,950	0,943

**Tabel 4.74** Perbandingan hasil simulasi aliran daya di saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan dan aliran daya.

Branch	$ S_{from} $ (MVA)	$ S_{from} $ (MVA) relaksasi	$ S_{max} $ (MVA)	$ S_{max} $ (MVA) relaksasi	$ S_{to} $ (MVA)	$ S_{to} $ (MVA) relaksasi
1	1.330,92	1.311,54	3.639,70	3.639,70	1.336,40	1.317,15
2	1.457,33	1.530,85	1.457,33	1.800,23	1.374,22	1.435,55
3	797,60	788,17	1.819,85	1.819,85	743,57	731,75
4	186,18	491,86	4.740,45	4.740,45	186,41	493,55
5	472,26	805,68	4.210,90	4.210,90	471,88	805,37
6	438,41	282,73	1.766,30	1.766,30	439,75	282,97
7	252,90	340,20	1.707,65	1.707,65	256,06	345,12
8	434,91	544,66	3.533,45	3.533,45	435,87	545,18
9	207,94	196,30	1.766,30	1.766,30	207,44	195,84
10	427,46	415,40	1.707,65	1.707,65	433,07	420,77
11	630,27	546,41	3.415,30	3.415,30	622,38	539,99
12	752,72	684,33	3.415,30	3.415,30	752,86	683,84
13	389,53	343,86	3.680,50	3.680,50	388,66	342,91
14	445,36	462,47	4.416,60	4.416,60	440,89	457,74
15	703,99	735,40	4.078,30	4.078,30	710,84	743,03
16	1.008,22	1.041,46	1.707,65	1.707,65	984,88	1.016,03
17	2.042,66	2.020,56	3.533,45	3.533,45	2.196,95	2.178,72
18	217,75	248,65	1.693,20	1.693,20	221,94	253,62
19	639,91	640,86	1.693,20	1.693,20	654,58	656,91
20	247,78	247,78	3.059,15	3.059,15	247,01	247,00
21	1.584,80	1.648,12	4.122,50	4.122,50	1.629,76	1.696,03
22	196,37	526,18	4.210,90	4.210,90	196,07	524,70
23	792,96	846,35	4.416,60	4.416,60	812,43	868,39
24	863,92	920,07	3.533,45	3.533,45	859,95	913,67
25	808,23	867,54	3.239,35	3.239,35	831,23	893,41
26	1.504,59	1.576,13	3.239,35	3.239,35	1.406,49	1.468,56
27	1.470,32	1.540,74	4.122,50	4.122,50	1.432,86	1.499,84
28	862,66	790,68	4.210,90	4.210,90	848,70	777,59
29	174,75	206,94	1.693,20	1.693,20	172,75	204,46
30	440,88	473,03	1.530,00	1.530,00	444,20	476,71

**Tabel 4.75** Perbandingan hasil simulasi daya di bus beban Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya serta memperhatikan *ramp* pembangkit.

Bus	$Pd^0$ (MW) $t_1$	$\Delta Pd$ (MW) $t_1$	$\Delta Pd$ (MW) $t_2$	$\Delta Pd$ (MW) $t_3$	$Pd^1$ (MW) $t_2$	$Pd^1$ (MW) $t_3$
3	470	0	292,0955	0	177,9	470,0
7	619	0	0	167,6844	619,0	451,3
9	1.233	0	0	166,0995	1.233,0	1.066,9
12	605	0	0	11,5617	605,0	593,4
24	621	0	134,0144	0	487,0	621,0
<b>Total:</b>		0	426,11	345,3456		

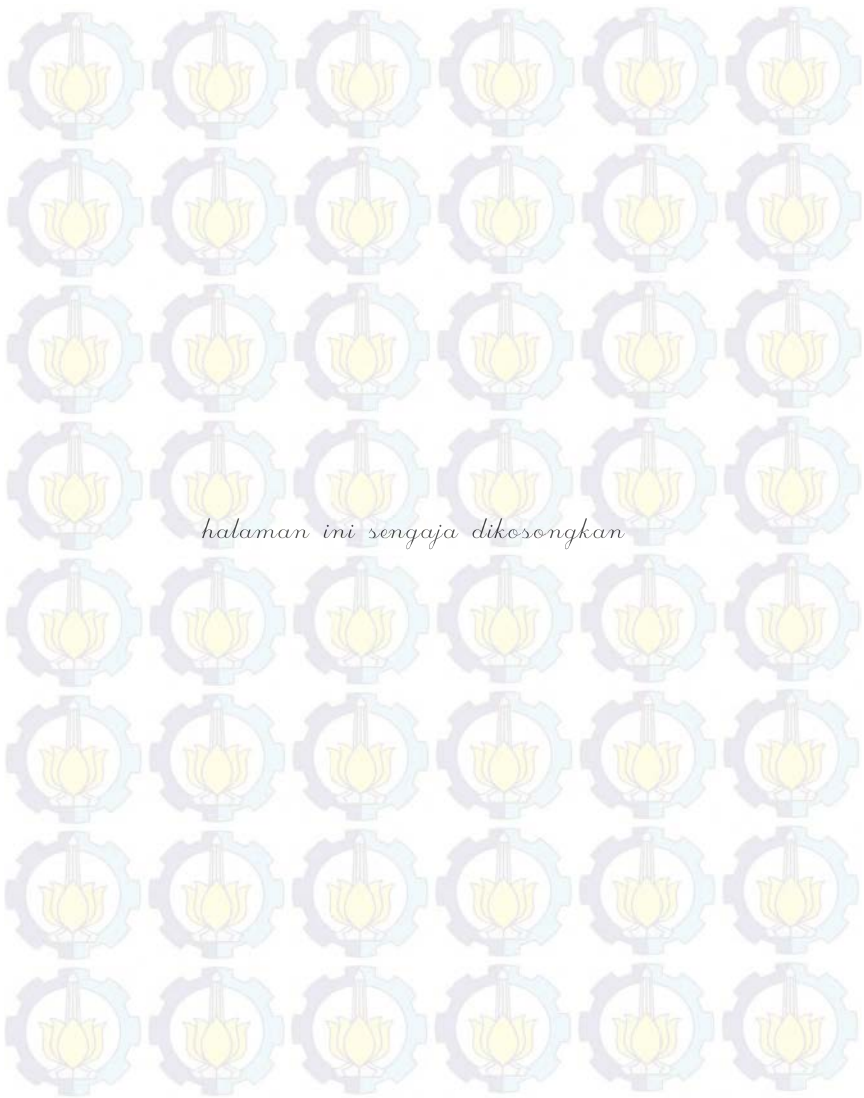
**Tabel 4.76** Hasil simulasi fungsi objektif Sistem 500 kV Jawa-Bali kondisi kontingensi saluran memperhatikan *ramp* pembangkit dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya.

<b>Biaya Pembangkitan Generator dan Pelepasan Beban Memperhatikan <i>Ramp</i> Pembangkit dengan Relaksasi Tegangan dan Aliran Daya (<i>objective function</i>)</b>
Rp 6.234.274.491,53 /jam

Dengan merelaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya seperti pada tabel 4.73 dan 4.74, diketahui bahwa perubahan daya pembangkit dari waktu  $t_1$  ke  $t_2$  dan  $t_2$  ke  $t_3$  masih dalam batas *ramp* yang ditentukan. Hal ini seperti yang terlihat pada tabel 4.72. Sementara itu dari tabel 4.75 diketahui bahwa pelepasan beban dengan relaksasi tegangan dan kapasitas aliran daya di saluran dapat meminimalkan jumlah beban yang dilepas dari 426,11 MW menjadi 345,3456 MW.


Biaya pembangkitan dan pelepasan beban pada saat kontingensi saluran menjadi lebih optimal seperti pada tabel 4.76 yaitu dari Rp 6.348.977.673,45 menjadi Rp 6.234.274.491,53. Dari hasil simulasi yang diperoleh pada bab 4.4.4 ini dapat diketahui bahwa dengan adanya batas *ramp* pembangkit, jumlah bus yang bisa direlaksasi batas tegangan minimalnya menjadi lebih sedikit bila dibandingkan dengan hasil simulasi strategi pelepasan beban tanpa memperhatikan batas *ramp* pembangkit seperti pada bab 4.4.1.





## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Fernandes, Thelma S. P., Lenzi, J. R., Mikilita, Miguel A., “*Load Shedding Strategies Using Optimal Load Flow With Relaxation of Restrictions*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, May, 2008.
- [2] Saadat, Hadi., “*Power System Analysis Second Edition*”, Milwaukee School of Engineering, The McGraw-Hill Companies Inc., Ch.1, 1999.
- [3] Standar Perusahaan Listrik Negara, “*Tegangan-Tegangan Standar*”, PT. PLN (Persero), 1995.
- [4] Penangsang, Ontoseno., “*Analisis Aliran Daya pada Sistem Tenaga Listrik*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, ITS Press, Surabaya, 2012.
- [5] Rencana Operasi Perusahaan Listrik Negara, “*Rencana Operasi Tahun 2013 Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali*”, PT. PLN (Persero), 2013.
- [6] Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, “*Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*”, Departemen ESDM, 2007.
- [7] Momoh, James A., “*Electric Power System Applications of Optimization*”, Howard University Washington, D.C., Marcel Dekker Inc., 2001.
- [8] Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F., Sheblé, G. B., “*Power Generation, Operation, and Control Third Edition*”, IEEE Press, A John Wiley & Sons Inc., 2014.
- [9] Schittkowski, K., Yuan, Ya-xiang., “*Sequential Quadratic Programming Methods*”, Alexander von Humboldt Foundation, June, 2010.
- [10] Rau, Narayan S., “*Optimization Principles: Practical Applications to The Operation and Markets of The Electric Power Industry*”, IEEE Press, A John Wiley & Sons Inc., 2003.
- [11] Lastarda, Niko., “*Optimal Power Flow to Maximize The Power Injection of Wind Farm*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013.
- [12] Weedy, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., Ekanayake, J. B., Strbac, G., “*Electric Power Systems Fifth Edition*”, A John Wiley & Sons Ltd., 2012.

- 
- [13] Fardo, Stephen W., Patrick, Dale R., “*Electrical Power Systems Technology Third Edition*”, The Fairmont Press Inc., Taylor & Francis Ltd., 2009.
- [14] Chen, Wai-Kai., “*The Electrical Engineering Handbook*”, Elsevier Academic Press Inc, 2004.
- [15] Zimmerman, Ray D., Murillo-Sánchez, Carlos E., “*MATPOWER 5.0 User’s Manual*”, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), December, 2014.
- [16] Nursidi, “*DC Dynamic Optimal Power Flow Using Quadratic Programming*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2013.
- [17] Soeprijanto, Adi., “*Desain Kontroller untuk Kestabilan Dinamik Sistem Tenaga Listrik*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, ITS Press, Surabaya, 2012.
- [18] Taufik, Muhammad., “*Selamat Datang dari Tegangan 500 kV Sistem Jawa Bali*”, Majalah Internal PT. PLN P3B Jawa Bali, Cinere, 2013.

## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

- Pada saat kontingensi saluran di sistem 500 kV Jawa-Bali, strategi pelepasan beban menggunakan AC-OPF dengan :
  - a. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) bisa meminimalkan jumlah beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 249,61 MW.
  - b. Relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran (RF) bisa meminimalkan beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 419,90 MW.
  - c. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan bisa meminimalkan beban yang dilepas. Daya beban yang seharusnya dilepas 421,26 MW diminimalkan menjadi 198,03 MW.
- Pada saat kontingensi saluran di sistem 500 kV Jawa-Bali, strategi pelepasan beban menggunakan AC-OPF dengan :
  - a. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.094.646.673,-.
  - b. Relaksasi batas maksimal aliran daya di saluran (RF) dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.336.464.079,-.
  - c. Relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban. Penurunan total biaya yaitu dari Rp 6.337.175.738,- menjadi Rp 6.028.173.830,-.
- Pada saat ada gangguan di sistem 500 kV Jawa-Bali, total biaya pembangkitan dan biaya pelepasan beban menjadi lebih mahal daripada saat tidak ada gangguan. Peningkatan total biaya yaitu dari Rp 5.758.993.323,- menjadi Rp 6.337.175.738,-.



- Daya beban yang dilepas serta total biaya pembangkitan dan pelepasan beban yang paling minimal diperoleh dengan strategi relaksasi batas minimal tegangan di bus beban (RV) dan batas maksimal aliran daya di saluran (RF) secara bersamaan.

## 5.2 Saran

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya, yaitu :

- Strategi pelepasan beban coba diterapkan untuk sistem kelistrikan yang berbeda, misal di industri, di sistem tegangan menengah, dll.
- Peminimalan biaya pembangkitan dan pelepasan beban coba dikembangkan dengan metode optimasi selain SQP, misal dengan menggunakan *interior point method*, dll.

# Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Normal

Ybus = 10<sup>3</sup> x

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0.1557 - 1.6955i	-0.1265 + 1.4155i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0.1265 + 1.4155i	0.1326 - 1.4830i	0	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0.0524 - 0.5860i	-0.0524 + 0.5860i	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-0.0524 + 0.5860i	0.3971 - 3.8983i	0	0	0	0	0	0	0
5	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0.1860 - 1.8266i	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0191 + 0.1830i	0	0	-0.0193 + 0.2157i
6	0	0	0	0	0	0.0716 - 0.6875i	-0.0543 + 0.5217i	-0.0173 + 0.1658i	0	0	0
7	0	0	0	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0543 + 0.5217i	0.0784 - 0.7535i	0	0	0	0
8	0	0	0	0	-0.0191 + 0.1830i	-0.0173 + 0.1658i	0	0.0743 - 0.7137i	-0.0380 + 0.3649i	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	-0.0380 + 0.3649i	0.0771 - 0.7407i	-0.0391 + 0.3758i	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0391 + 0.3758i	0.1118 - 1.0740i	-0.0727 + 0.6982i
11	0	0	0	0	-0.0193 + 0.2157i	0	0	0	0	-0.0727 + 0.6982i	0.1324 - 1.3669i
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0405 + 0.4530i
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	-0.0291 + 0.2800i	0	0	-0.0360 + 0.3456i	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-0.0405 + 0.4530i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0.0558 - 0.6002i	-0.0153 + 0.1473i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-0.0153 + 0.1473i	0.0233 - 0.2237i	-0.0080 + 0.0764i	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	-0.0080 + 0.0764i	0.0397 - 0.3998i	-0.0117 + 0.1310i	-0.0036 + 0.0346i	0	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0
15	0	0	-0.0117 + 0.1310i	0.0117 - 0.1310i	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	-0.0036 + 0.0346i	0	0.1192 - 1.1768i	-0.0765 + 0.7352i	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	-0.0765 + 0.7352i	0.0765 - 0.7352i	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0.4319 - 4.1584i	-0.0056 + 0.0632i	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	-0.0056 + 0.0632i	0.0108 - 0.1212i	-0.0052 + 0.0580i	0	0
20	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0	0	0	-0.0052 + 0.0580i	0.0248 - 0.2583i	-0.0077 + 0.0864i	0



21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0154 - 0.1728i	-0.0077 + 0.0864i
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0257 - 0.2874i	0.0257 - 0.2874i
23	0	0	0	0	-0.0199 + 0.2225i	0	0	0	0	0	0	-0.0180 + 0.2011i
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	-0.0046 + 0.0439i	0	-0.0192 + 0.1846i	0	0	0	0	0	0	0

### Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Normal

$Y_{bus} = 10^3 \times$

	23	24	25
1	0	-0.0291 + 0.2800i	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	-0.0360 + 0.3456i	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	-0.0046 + 0.0439i
15	0	0	0
16	-0.0199 + 0.2225i	0	-0.0192 + 0.1846i
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	-0.0180 + 0.2011i	0	0
23	0.0379 - 0.4235i	0	0
24	0	0.0651 - 0.6256i	0
25	0	0	0.0238 - 0.2284i



# Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Kontingensi

Ybus = 10<sup>3</sup> x

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0.1411 - 1.5555i	-0.1265 + 1.4155i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0.1265 + 1.4155i	0.1326 - 1.4830i	0	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0.0524 - 0.5860i	-0.0524 + 0.5860i	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-0.0524 + 0.5860i	0.3971 - 3.8983i	0	0	0	0	0	0	0
5	0	-0.0060 + 0.0675i	0	0	0.1860 - 1.8266i	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0191 + 0.1830i	0	0	-0.0193 + 0.2157i
6	0	0	0	0	0	0.0716 - 0.6875i	-0.0543 + 0.5217i	-0.0173 + 0.1658i	0	0	0
7	0	0	0	0	-0.0241 + 0.2318i	-0.0543 + 0.5217i	0.0784 - 0.7535i	0	0	0	0
8	0	0	0	0	-0.0191 + 0.1830i	-0.0173 + 0.1658i	0	0.0743 - 0.7137i	-0.0380 + 0.3649i	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	-0.0380 + 0.3649i	0.0771 - 0.7407i	-0.0391 + 0.3758i	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0391 + 0.3758i	0.1118 - 1.0740i	-0.0727 + 0.6982i
11	0	0	0	0	-0.0193 + 0.2157i	0	0	0	0	-0.0727 + 0.6982i	0.1324 - 1.3669i
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0405 + 0.4530i
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	-0.0146 + 0.1400i	0	0	-0.0360 + 0.3456i	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	-0.3088 + 2.9667i	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	-0.1175 + 1.1286i	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-0.0405 + 0.4530i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0.0558 - 0.6002i	-0.0153 + 0.1473i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-0.0153 + 0.1473i	0.0193 - 0.1855i	-0.0040 + 0.0382i	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	-0.0040 + 0.0382i	0.0357 - 0.3616i	-0.0117 + 0.1310i	-0.0036 + 0.0346i	0	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0
15	0	0	-0.0117 + 0.1310i	0.0117 - 0.1310i	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	-0.0036 + 0.0346i	0	0.1192 - 1.1768i	-0.0765 + 0.7352i	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	-0.0765 + 0.7352i	0.0765 - 0.7352i	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0.4319 - 4.1584i	-0.0056 + 0.0632i	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	-0.0056 + 0.0632i	0.0108 - 0.1212i	-0.0052 + 0.0580i	0	0
20	0	0	-0.0119 + 0.1140i	0	0	0	0	-0.0052 + 0.0580i	0.0248 - 0.2583i	-0.0077 + 0.0864i	0



21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0154 - 0.1728i	-0.0077 + 0.0864i
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0077 + 0.0864i	0.0257 - 0.2874i	0.0257 - 0.2874i
23	0	0	0	0	-0.0199 + 0.2225i	0	0	0	0	0	0	-0.0180 + 0.2011i
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	-0.0046 + 0.0439i	0	-0.0192 + 0.1846i	0	0	0	0	0	0	0

### Matriks Y-Bus Sistem 500 kV Jawa Bali Kondisi Kontingensi

$Y_{bus} = 10^3 \times$

	23	24	25
1	0	-0.0146 + 0.1400i	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	-0.0360 + 0.3456i	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	-0.0046 + 0.0439i
15	0	0	0
16	-0.0199 + 0.2225i	0	-0.0192 + 0.1846i
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	-0.0180 + 0.2011i	0	0
23	0.0379 - 0.4235i	0	0
24	0	0.0505 - 0.4856i	0
25	0	0	0.0238 - 0.2284i